Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 32 del 9 febbraio 2010 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA — **Roma - Martedì, 9 febbraio 2010** — SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

AVVISO AGLI ABBONATI

Si rammenta che la campagna per il rinnovo degli abbonamenti 2010 è terminata il 31 gennaio e che la sospensione degli invii agli abbonati, che entro tale data non hanno corrisposto i relativi canoni, avrà effetto nelle prossime settimane.

N. 26

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni nn. ARG/com 202/09, 211/09; ARG/gas 193/09, 198/09, 200/09, 207/09, 208/09, 209/09; ARG/elt 194/09, 195/09, 196/09, 201/09, 203/09, 204/09, 205/09, 212/09, 213/09, 214/09; EEN 24/09, 25/09; GOP 62/09, 64/09, 65/09, 69/09.

S O M M A R I O

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

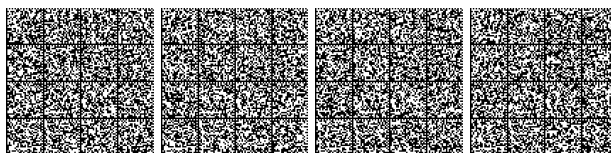
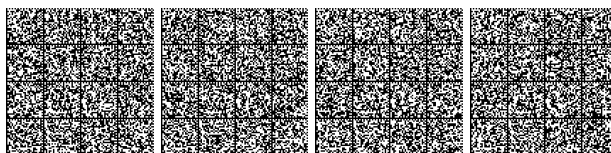
DELIBERAZIONE 28 dicembre 2009.

Approvazione della direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana. (Deliberazione n. ARG/com 202/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e successive modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e successive modifiche ed integrazioni;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la legge 29 luglio 2003, n. 229;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 recante Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici ed abrogazione della direttiva 93/76/CE;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07 (di seguito: decreto legge n. 73/07) recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia convertito in legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 (di seguito: legge n. 99/09);
- il decreto del Ministero dello sviluppo economico 31 luglio 2009 recante "Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione";
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 14 aprile 1999, n. 42/99 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 42/99);

- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 1999, n. 200/99 e successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 229/01 e successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 152/03 e successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 22 luglio 2004, n. 126/04 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 126/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 e successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05;
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2006, n. 105/06 e successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 105/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 luglio 2006, n. 152/06 (di seguito: deliberazione n. 152/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 26 ottobre 2007, n. 272/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito deliberazione n. 333/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (TIT);
- la deliberazione 3 ottobre 2008, GOP 46/08 (di seguito: deliberazione GOP 46/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione ARG/gas 120/08) recante il Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)";
- la deliberazione dell'Autorità 15 ottobre 2008, ARG/com 148/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 148/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 recante il Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della parte II "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG). Disposizioni transitorie per l'anno 2009";
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 e l'allegato Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia

elettrica e gas naturale, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQV);

- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diverso distribuiti a mezzo di reti urbane, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 e successive modificazioni e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/elt 112/09 e successive modificazioni e integrazioni;
- il documento per la consultazione 12 giugno 2009, DCO 13/09 intitolato "Opzioni per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e gas" (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 29 ottobre 2009, DCO 34/09 intitolato "Orientamenti finali per l'armonizzazione dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e gas" (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione diffusi nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/com 148/08.

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità emani le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi, sentiti gli stessi soggetti esercenti il servizio e i rappresentanti degli utenti e dei consumatori;
- l'articolo 2, comma 12, lettera l), della legge n. 481/95 assegna all'Autorità la funzione di pubblicizzare e diffondere la conoscenza dello svolgimento dei servizi dalla stessa regolati al fine di garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi e finali;
- l'articolo 1, comma 2, del decreto legge n. 73/07 prevede che a decorrere dal 1° luglio 2007 i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti vincolati e, quindi, di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore sul mercato libero o rimanere nel servizio di maggior tutela;
- l'Autorità ha definito condizioni contrattuali di fornitura rispettivamente dell'energia elettrica e del gas naturale minime ed inderogabili a beneficio dei clienti serviti in maggior tutela (nel settore elettrico) ed in regime di tutela (per il settore del gas);
- l'Autorità ha definito, con deliberazioni n. 126/04 e n. 105/06, rispettivamente per il settore gas ed il settore elettrico, i Codici di condotta commerciale per l'attività di vendita ai clienti finali con consumi annui non superiori a 200.000 smc e/o alimentati in bassa tensione, stabilendo le regole generali di correttezza, le informazioni minime relative alle condizioni economiche e contrattuali delle

offerte, nonché le regole per garantire la chiarezza e la trasparenza di testi e condizioni contrattuali, che gli esercenti l'attività di vendita sul mercato libero sono tenuti ad osservare e rendere note nella promozione delle offerte contrattuali ai clienti finali e, limitatamente al clienti finali del gas, le principali clausole da inserire nei contratti;

- l'Autorità ha definito, con la deliberazione n. 42/99, disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, che si applicano ai clienti finali con contratti di fornitura di gas distribuito per mezzo di rete urbana con consumi fino a 200.000 smc/anno;
- l'Autorità ha definito, con la deliberazione n. 152/06, disposizioni in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, che si applicano ai clienti serviti in maggior tutela (clienti domestici e piccole imprese connesse in bassa tensione) ed ai clienti del mercato libero connessi in bassa tensione;
- la bolletta costituisce il fondamentale canale di comunicazione tra clienti e aziende fornitrici ed è il principale strumento per verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche sottoscritte con il proprio venditore e per confrontarle con le offerte proposte da altri venditori, così da poter tra l'altro valutare la miglior convenienza tra i prezzi praticati e quelli proposti;
- il documento di fatturazione rappresenta inoltre uno strumento idoneo a garantire un corretto flusso informativo e comunicativo dall'esercente al cliente finale;
- l'attuale stato di avanzamento del processo di liberalizzazione rende necessario implementare un miglioramento della trasparenza e della qualità delle informazioni da trasferire ai consumatori, onde rafforzare la comprensibilità, la leggibilità e la trasparenza delle bollette, nonché la confrontabilità delle offerte;
- la possibilità e la tendenza sempre più diffusa alla sottoscrizione di offerte contrattuali congiunte di fornitura di energia elettrica e gas (cosiddette offerte *dual fuel*) rendono necessario armonizzare la struttura ed i contenuti dei documenti di fatturazione relativi ai due settori, onde garantire medesimi livelli di trasparenza e di leggibilità degli stessi;
- l'articolo 21, comma 1, della legge n. 99/09, prevede che l'Autorità predisponga le disposizioni regolamentari affinché i gestori dei servizi dell'energia elettrica e del gas naturale forniscano al cliente finale indicazioni trasparenti circa le offerte proposte sul mercato, affinché sia possibile per il cliente interessato dall'offerta di servizi effettuare valutazioni e confronti, anche in relazione ad eventuali offerte alternative di altri gestori;
- l'Autorità ha introdotto, con la deliberazione GOP 46/08, la metodologia di Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) da applicarsi su procedimenti rilevanti in particolare per la tutela dei consumatori;
- il procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto l'integrazione e l'armonizzazione delle previsioni in tema di modalità di redazione dei documenti di fatturazione previste dalle deliberazioni n. 42/99 e n. 152/06 è stato avviato con la deliberazione ARG/com 148/08;
- il suddetto procedimento è stato sottoposto ad AIR ai sensi della deliberazione GOP 46/08;
- nel rispetto di tale metodologia, l'obiettivo generale del procedimento è stato indicato nella deliberazione ARG/com 148/08 di avvio del medesimo e consiste

nell'implementare miglioramenti della trasparenza e qualità delle informazioni da trasferire ai consumatori, in modo da rafforzare la leggibilità e la chiarezza delle bollette, nonché la confrontabilità delle offerte;

- il predetto obiettivo generale è stato ulteriormente dettagliato nel primo documento per la consultazione nei seguenti obiettivi specifici:
  a. semplificare la lettura dei documenti di fatturazione;
  b. migliorare la confrontabilità delle offerte;
  c. armonizzare la struttura ed i contenuti dei documenti di fatturazione relativi ai due settori, energia elettrica e gas;
- nel rispetto della ricordata metodologia, nel primo documento per la consultazione sono state presentate opzioni alternative di regolazione e per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitate ai soggetti interessati osservazioni ed elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il processo di consultazione è stato articolato in più fasi, con diffusione di due distinti documenti per la consultazione e conseguente raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte presentate dall'Autorità;
- nel corso del processo di consultazione i soggetti interessati sono stati informati delle attività condotte e del piano di consultazione, anche a mezzo di seminari pubblici illustrativi;
- in esito a ogni fase di consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e tenendo altresì conto degli obiettivi del procedimento, generali e specifici, come sopra rappresentati;
- lo schema della Direttiva è stato prospettato in appendice al secondo documento per la consultazione ed esso è basato sui seguenti elementi:
  a. in relazione all'obiettivo di semplificare la lettura dei documenti di fatturazione, la conferma di massima della proposta di un Quadro sintetico contenente le informazioni in accordo allo schema allegato al secondo documento per la consultazione;
  b. in relazione all'obiettivo di migliorare la confrontabilità delle offerte, a valle della consultazione la conferma che il Quadro di dettaglio preferito è rappresentato dall'Opzione 2 che articola i corrispettivi di vendita con un maggiore dettaglio;
  c. in relazione all'obiettivo di armonizzare la struttura ed i contenuti dei documenti di fatturazione relativi ai due settori, energia elettrica e gas, la proposta di estendere le previsioni anche al settore gas con impiego degli stessi criteri e schemi rappresentativi pur nella differenza dei due settori;
- i soggetti che hanno partecipato alla consultazione inviando osservazioni hanno ritenuto tendenzialmente opportuna la proposta di regolazione a garanzia sia della trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi dei clienti finali di energia elettrica e di gas sia dell'armonizzazione dei medesimi documenti per i due settori; in particolare, è emersa una generale e netta condivisione anche da parte dei clienti finali, consultati direttamente a mezzo di indagine demoscopica, circa la proposta di una medesima struttura per i documenti di fatturazione di energia elettrica e di gas;

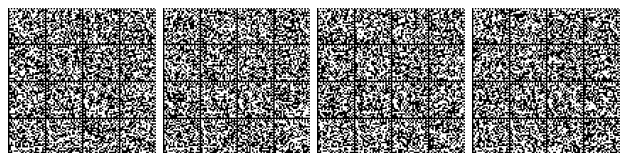
- da parte di un'Associazione rappresentativa degli esercenti è stata comunque evidenziata l'opportunità che la risposta alle esigenze dei clienti finali scaturisca da un processo competitivo più che da un'ulteriore regolazione;
- in relazione all'ambito di applicazione, non sono emerse in generale particolari indicazioni da parte dei soggetti interessati, anche se:
  a. una limitata parte degli stessi, in rappresentanza degli interessi dei clienti finali, con particolare riferimento alle piccole e medie imprese, ritiene opportuno estendere ai clienti finali connessi in media tensione le previsioni in materia di trasparenza ed armonizzazione dei documenti di fatturazione;
  b. alcuni dei soggetti interessati, soprattutto con riferimento al settore gas, propone che la nuova normativa trovi applicazione con esclusivo riferimento al mercato tutelato, senza dover obbligatoriamente riguardare il mercato libero, al fine di non frenare lo sviluppo di offerte commerciali innovative;
  c. un esercente propone di escludere i clienti serviti in salvaguardia anche nel caso in cui siano connessi in bassa tensione;
  d. un'Associazione rappresentativa degli esercenti la vendita di energia elettrica ritiene che l'ambito di applicazione debba essere limitato ai soli clienti domestici;
  e. in relazione all'applicazione della direttiva ai gas diversi dal gas naturale, un'Associazione rappresentativa di esercenti la vendita ritiene che il provvedimento non dovrebbe disciplinare i documenti di fatturazione dei consumi relativi al GPL erogato a mezzo di reti urbane, in quanto settore in relazione al quale la normativa vigente non prevede la separazione tra le attività di vendita e di distribuzione;
- in generale, è stata evidenziata, sia dagli esercenti sia dalle Associazioni rappresentative degli stessi, la necessità di una remunerazione per le attività di implementazione della nuova normativa in considerazione dei relativi costi associati;
- in relazione ai clienti multisito, ed in riferimento alla proposta di estendere per tale aspetto al mercato del gas quanto attualmente previsto dalla deliberazione n. 152/06, è emersa una generale condivisione da parte delle Associazioni rappresentative degli esercenti, pur con diversità di accenti e precisazioni; in particolare:
  a. una parte dei soggetti consultati ritiene che il cliente multisito debba essere definito come quello che ha stipulato un solo contratto con uno stesso venditore;
  b. un'altra parte propone che per il gas la Direttiva, in relazione al punto in oggetto, debba riferirsi ai soli clienti domestici;
  c. un esercente ritiene opportuno prevedere l'esclusione dei clienti multisito dall'ambito di applicazione;
  d. un'Associazione rappresentativa degli esercenti condivide le proposte ritenendo però più confacente la definizione di cliente multisito contenuta nel TIQV;
- sulla previsione di riportare periodicamente gli oneri di sistema in fattura, è emerso un ampio disaccordo, con la principale eccezione rappresentata dalle Associazioni rappresentative dei clienti non domestici ed è stata formulata la

proposta che sia invece pubblicata sul sito dell'Autorità una ripartizione media dei suddetti oneri;

- in relazione alla proposta di collocare le informazioni sul mix delle fonti nella parte delle bollette dedicata ad altre informazioni, una parte delle Associazioni e degli esercenti condivide la proposta; un'altra parte dei soggetti interessati ritiene opportuno riconoscere la libertà all'esercente circa la collocazione delle informazioni; un'Associazione dei consumatori propone infine di adottare un supporto cartaceo aggiuntivo o di inserire tali informazioni nel Quadro sintetico;
- in relazione al Quadro sintetico e al Quadro di dettaglio, è stata espressa un'alta propensione per l'opzione 2 per quel che attiene al Quadro di dettaglio, opzione caratterizzata da un'esposizione della voce Servizi di vendita più articolata, poiché il maggior dettaglio delle componenti di vendita sarebbe idoneo ad agevolare il confronto tra le offerte ed a fornire al cliente finale informazioni più complete per la valutazione della convenienza di altre offerte;
- per quanto riguarda lo schema di Quadro sintetico espanso, alcuni esercenti ed Associazioni condividono la proposta, sottolineando in un caso l'opportunità di introdurre alcuni elementi informativi ulteriori (matricola contatore, codice REMI e categoria d'uso e profilo di prelievo standard, energia reattiva), mentre un'altra parte dei soggetti interessati non condivide la proposta, denotando la ridondanza ed inoltre evidenziando alcune difficoltà applicative e, in un caso, non ritenendo opportuno l'inserimento del consumo annuo in prima pagina, potendo appesantirsi il contenuto del Quadro sintetico;
- per quanto riguarda lo schema di Quadro di dettaglio più idoneo a permettere una più completa lettura della bolletta, viene registrata una generale adesione all'opzione 2 anche in relazione alla possibilità di avere una migliore conoscenza delle componenti che hanno determinato l'importo totale della fattura, anche a scapito di una maggior semplificazione;
- in relazione alla proposta, relativa alle fatture di conguaglio e alla modalità di esposizione dei consumi e dei calcoli nei Quadri sintetico e di dettaglio, alcuni soggetti hanno rappresentato perplessità sul porre evidenza anche nel Quadro sintetico gli ammontari già fatturati in bollette precedenti considerando ciò una duplicazione di quanto esposto nel Quadro di dettaglio;
- in relazione alla fatturazione elettronica per la Pubblica Amministrazione, emerge una generale condivisione, per quanto un ristretto numero di soggetti interessati precisino che tale forma di fatturazione possa avere un notevole impatto tecnico ed economico sui sistemi informatici;
- per quanto riguarda la proposta di inviare il Quadro di dettaglio solo in occasione di fatture emesse sulla base dei consumi effettivi, inviando così il solo Quadro sintetico in caso di bollette di acconto, non risulta esserci una generale condivisione soprattutto perché ciò non consentirebbe al cliente finale un'immediata riconciliazione degli importi conguagliati con quelli fatturati in acconto;

- per quanto riguarda l'introduzione di un glossario nel quale vengano definiti e spiegati i termini utilizzati nelle fatture, la proposta appare in generale condivisa, anche se:
  a. un'Associazione di imprese ha precisato l'importanza che lo stesso costituisca un riferimento senza impedire alle imprese di riproporre formule di prezzo che utilizzino termini non previsti dal glossario stesso;
  b. un esercente non condivide del tutto pur comprendendo l'obiettivo, per timore che limiti l'utilizzo delle leve commerciali offerte agli operatori, tra cui anche la chiarezza espositiva;
- in relazione alla fornitura *dual fuel*, la proposta dell'Autorità è generalmente condivisa, anche se due soggetti che hanno partecipato alla consultazione non condividono il quadro espanso;
- in relazione ai tempi di implementazione, gli esercenti e le loro Associazioni ritengono congruo in generale un tempo di 12 mesi per entrambi i settori, anche per evitare la sovrapposizione con l'entrata in vigore dei prezzi biorari, prevista per il settore elettrico dal 1° luglio 2010, mentre da parte di un soggetto è stato proposto un periodo di 18 mesi per il settore del gas; le Associazioni che rappresentano piccole e medie imprese ritengono di massima che siano congrui 4-6 mesi per entrambi i settori, mentre un esercente condivide i termini proposti dall'Autorità.

Ritenuto che:

- sia necessario dare seguito al provvedimento avente ad oggetto l'armonizzazione e l'integrazione dei documenti di fatturazione relativi alle forniture di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana, destinati ai clienti finali, dato che la sempre maggiore diffusione delle offerte *dual fuel* rende necessario armonizzare la struttura ed i contenuti dei documenti di fatturazione relativi ai due settori, onde garantire medesimi livelli di trasparenza e di leggibilità degli stessi e risulta un'elevata condivisione degli obiettivi generali e specifici relativi all'armonizzazione e all'integrazione dei documenti di fatturazione, pur nella diversità di accenti e orientamenti da parte dei soggetti interessati;
- in particolare, per quanto concerne l'ambito di applicazione, la normativa debba applicarsi per il settore elettrico ai clienti finali connessi in bassa tensione ed appartenenti ai mercati della maggior tutela e del mercato libero, considerato l'obiettivo minimo di dotare i clienti finali di un canale di comunicazione, rappresentato dalla bolletta, che possa permettere loro di verificare la corretta applicazione delle condizioni contrattuali ed economiche del contratto concluso oltre che di confrontare le stesse con le offerte proposte dai nuovi venditori, così da poter valutare la miglior convenienza tra i prezzi praticati e quelli proposti;
- non sia necessario estendere le previsioni anche a beneficio dei clienti finali connessi in media tensione tenuto conto in particolare della condizione di preparazione degli stessi e della maggiore abitudine a comprendere documenti di fatturazione anche complessi;
- ai fini dell'armonizzazione dei documenti di fatturazione dei consumi nei due settori, ed in ragione della tipologia di clientela finale, sia necessario estendere la normativa al settore gas ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000

smc/anno anche tenuto conto che i clienti finali in bassa tensione e con consumi gas non superiori a 200.000 smc/anno sono destinatari di discipline comuni, come dimostrato dalla normativa contenuta nei Codici di condotta commerciale, in materia di diritto di recesso dai contratti di fornitura e dal decreto legislativo n. 164/00;

- sia inoltre necessario prevedere l'applicazione della normativa in materia di documenti di fatturazione anche ai clienti finali serviti di altri gas a mezzo di reti urbane, al fine di aumentare la trasparenza e la leggibilità della bolletta e garantire la comprensibilità dei corrispettivi addebitati per i consumi ed altri oneri, dal momento che sarebbe un'anomalia non disciplinare un servizio comunque sottoposto a tariffa e determinare in tal modo una disparità di trattamento tra tipologie di clienti finali; tuttavia, stante la tipicità del servizio, sia comunque necessario prevedere che la disciplina per i gas diversi risulti semplificata;
- in relazione alla proposta di collocare le informazioni sul mix delle fonti nella parte delle bollette dedicata ad altre informazioni, sia opportuno ammettere che tali informazioni possano essere collocate diversamente, ma nel rispetto di quanto prescritto in merito al contenuto del Quadro sintetico e del Quadro di dettaglio;
- in relazione alla disciplina dei documenti di fatturazione per i clienti multisito, sia opportuno condividere la proposta di definire il cliente multisito come quello che ha stipulato un solo contratto con uno stesso venditore, non risultando utile la limitazione ai soli clienti finali domestici e non ritenendo opportuno adottare la definizione contenuta nel TIQV in quanto assunta, in quel caso, funzionalmente alla tematica della qualità commerciale disciplinata dal predetto documento; nel caso specifico del documento di fatturazione, infatti, risulta evidente la necessità di prevedere che il cliente finale multisito sia quello che ha stipulato un unico contratto di fornitura con obbligo a carico dell'esercente di predisporre un documento di fatturazione per più punti di prelievo riferiti tutti al medesimo contratto, non risultando possibile prevedere un obbligo in tal senso nel caso in cui si sia in presenza di diversi contratti che potrebbero avere decorrenze diverse e tempistiche di fatturazione anche diverse oltre a sottostare ad una diversa disciplina per quel che attiene agli altri aspetti non regolati;
- in relazione al contenuto della fattura, sia opportuno:
  a. confermare quanto già indicato nel secondo documento per la consultazione per quel che attiene un modello di fattura, unico sia per la fornitura di energia elettrica sia per quella di gas, nonché per tipologia di cliente (domestico e non), costituito da entrambi i Quadri sintetico e di dettaglio, da inviare obbligatoriamente al cliente finale; in particolare, il Quadro sintetico proposto è ritenuto maggiormente rispondente agli obiettivi di semplificazione, confrontabilità e armonizzazione, poiché esso riporta nel riepilogo degli importi, separatamente il totale per i servizi di vendita e per i servizi di rete, in considerazione in particolare dei risultati dell'indagine demoscopica svolta ed in considerazione della circostanza che la maggior parte degli intervistati ha manifestato apprezzamento per la possibilità che offriva tale schema, di ritrovare nel riepilogo degli importi lo stesso dettaglio che si ritrova nelle pagine successive della bolletta;
  b. confermare quanto già indicato nel secondo documento per la consultazione aderendo a quanto è emerso dalla consultazione con riferimento alla generale

preferenza dei soggetti che hanno inviato osservazioni per l'Opzione 2 che prevede una articolazione della voce Servizi di vendita in modo da evidenziare le principali componenti che la costituiscono, mentre per quanto riguarda i Servizi di rete prevede che questi siano suddivisi in entrambi i modelli in quota fissa, quota potenza, quota energia;

c. per quanto concerne i clienti *dual fuel*, che il Quadro di dettaglio, distinto dal Quadro di sintesi, riporti separatamente gli schemi relativi a ciascun servizio di fornitura, rimanendo comunque libero il fornitore, in conformità a quanto previsto dal contratto di fornitura, di inviare due fatture distinte, ferma restando l'applicazione a ciascuna di esse delle regole in materia di trasparenza;

- in relazione alla fatturazione degli addebiti relativi ai corrispettivi, sia opportuno che gli addebiti stessi siano indicati come comprensivi delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema , fermo restando la possibilità per il cliente finale di richiedere al proprio fornitore il dettaglio degli oneri generali e di sistema e l'obbligo per l'esercente la vendita di pubblicare almeno una volta all'anno una informativa sul peso medio degli oneri di sistema sul prezzo finale, predisposta dall'Autorità e pubblicata sul sito dell'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento all'anno precedente;
- in relazione alle tempistiche di attuazione della Direttiva, un tempo di 12 mesi sia congruo per entrambi i settori tenuto conto che per quello elettrico, pur risultando minime le modifiche da apportare rispetto a quanto introdotto con la deliberazione n. 152/06, sia opportuno che la decorrenza sia successiva al 1° luglio 2010, data di introduzione delle biorarie, e per quello del gas tale tempo è necessario stante le novità introdotte per il settore; inoltre, lo stesso tempo di attuazione pari a 12 mesi possa consentire la possibilità di economie di scala per gli esercenti

DELIBERA

1. di approvare la Direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica, di gas naturale e di gas diversi allegata alla presente deliberazione di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di prevedere che a far data dall'1 gennaio 2011:
   a. entri in vigore la Direttiva di cui al punto 1;
   b. siano abrogate le deliberazioni 14 aprile 1999, n. 42/99 e 19 luglio 2006, n. 152/06;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità per i seguiti di competenza ed in particolare affinché convochi incontri ed organizzi gruppi di lavoro, ove ritenuto necessario, per la consultazione dei soggetti interessati, delle Associazioni dei consumatori domestici e non domestici e delle Associazioni rappresentative degli interessi degli operatori ai fini dell'acquisizione di elementi utili per l'adozione del Glossario;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 28 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

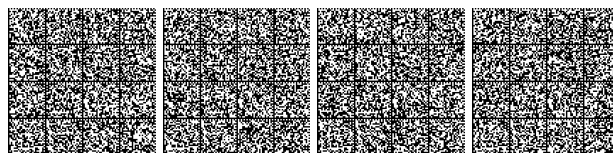
DIRETTIVA
PER L'ARMONIZZAZIONE E LA TRASPARENZA DEI DOCUMENTI DI FATTURAZIONE
DEI CONSUMI DI ELETTRICITÀ
E/O DI GAS DISTRIBUITO A MEZZO DI RETI URBANE

TITOLO I
Definizioni e ambito di applicazione

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini della presente direttiva si adottano le definizioni di cui al TIV, al TIVG, al TIT ed alla RTDG e le seguenti definizioni:

- **Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;**
- **bolletta o documento di fatturazione** è il documento che l'esercente la vendita trasmette periodicamente al cliente al fine di fatturare i corrispettivi relativi ai servizi da lui forniti direttamente o indirettamente;
- **bolletta di conguaglio** è la bolletta che fattura consumi sulla base di letture rilevate;
- **bonus sociale** è alternativamente la compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati definita ai sensi del decreto legge 28 dicembre 2007 di cui alla deliberazione ARG/elt 117/08 e la compensazione della spesa per la fornitura di gas sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, definita ai sensi del decreto legge 29 novembre 2008 n. 185 di cui alla deliberazione ARG/gas 88/09;
- **cliente finale elettrico** è il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio in regime di maggior tutela o di mercato libero;
- **cliente finale gas naturale** è il cliente che acquista gas naturale per uso proprio in regime tutelato o di mercato libero;
- **cliente finale altri gas** è il consumatore che acquista gas diverso dal gas naturale per uso proprio;
- **cliente multisito** è il cliente finale che ha stipulato un contratto di fornitura che prevede la consegna dell'energia elettrica/gas in più punti di prelievo/riconsegna;
- **consumo annuo** è il consumo risultante da letture rilevate successive che coprono un periodo di dodici mesi; per i clienti finali il cui gruppo di misura è messo in servizio ai sensi della deliberazione 18 dicembre 2006 n. 292/06 o dalla deliberazione 22 ottobre 2008, ARG/gas 155/08 da almeno un anno il consumo annuo è di norma il dato relativo ai consumi rilevati dal 1° gennaio al 31 dicembre di ciascun anno di fornitura;
- **consumi effettivi** sono i consumi attribuiti sulla base di due letture rilevate/autoletture;
- **consumi stimati** sono i consumi attribuiti sulla base di stime;
- **contratto di fornitura** è il contratto stipulato da un cliente finale per la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e/o di gas diversi;
- **esercente il servizio di distribuzione** è:
  - per il settore elettrico, qualunque soggetto che svolga l'attività di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99;
  - per il settore del gas naturale, qualunque soggetto che svolga l'attività di cui all'articolo 4, commi 4.16, della deliberazione n. 11/07, ivi compresa la commercializzazione del servizio di distribuzione e misura;

- per il settore degli altri gas, qualunque soggetto che svolga l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo di reti, di cui all'articolo 4, comma 4.20, della deliberazione n. 11/07;
- **esercente la vendita** è alternativamente la controparte del contratto di fornitura con il cliente finale nel mercato libero, nel servizio di maggior tutela e nel servizio tutelato;
- **esercente la vendita di gas diversi** è il soggetto esercente l'attività di distribuzione misura e vendita di gas diversi;
- **lettura rilevata** è la rilevazione del dato espresso dal totalizzatore numerico del gruppo di misura raccolto in loco e validato dall'esercente il servizio di distribuzione e della data di rilevazione della lettura;
- **tipologia di contratto:**
  - per il settore elettrico, è la tipologia di contratto riconducibile alle classi di punti di prelievo di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettere a) e c), del TIV;
  - per il gas naturale, è la tipologia di contratto riconducibile alla tipologia di punti di riconsegna di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettere a) e b), del TIVG;
- **deliberazione 152/03** è la deliberazione 12 dicembre 2003, n. 152/03 come successivamente modificata ed integrata, recante l'Adozione di disposizioni per l'assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali o di reti di trasporto;
- **deliberazione n. 333/07** è la deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011;
- **deliberazione ARG/elt 117/08** è la deliberazione 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 recante il Regime di compensazione dei clienti domestici disagiati definita ai sensi del decreto 28 dicembre 2007 come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 138/04** è la deliberazione 29 luglio 2004, n. 138/04 recante l'Adozione di garanzie per il libero accesso al sevizio di distribuzione di gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione ARG/gas 88/09** è la deliberazione 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 recante il Regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, definita ai sensi del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2 come successivamente modificata ed integrata;
- **TIV è** il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/77 approvato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07 come successivamente modificato ed integrato;
- **TIT** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione n. 348/07 come successivamente modificato ed integrato;
- **TIVG** è il Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane approvato con deliberazione 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 come successivamente modificato ed integrato;
- **TUDG** è il Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-20012 suddiviso in:
  - **Parte I: RQDG** recante la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo regolatorio 2009-2012 approvato con deliberazione 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 come successivamente modificato ed integrato;

- **Parte II: RTDG** recante la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 approvato con deliberazione 6 novembre 2008, Arg/gas 159/08 come successivamente modificato ed integrato;
- **TIQV** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale approvato con deliberazione 18 novembre 2008, ARG/com 164/08, come successivamente modificato ed integrato.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Gli esercenti la vendita adottano una bolletta conforme alle disposizioni previste dalla presente direttiva:
a) per i clienti finali elettrici, anche multisito, alimentati in bassa tensione;
b) per i clienti finali di gas naturale, anche multisito, con consumi complessivi non superiori a 200.000 smc;
c) per i clienti finali altri gas limitatamente a quanto previsto al Titolo VI.

2.2 La presente direttiva non si applica nei confronti dei clienti finali di cui al comma 2.1 che:
a) utilizzano l'energia elettrica per scopi di illuminazione pubblica;
b) per il settore elettrico, abbiano stipulato direttamente i contratti di distribuzione e di dispacciamento in prelievo rispettivamente con esercenti il servizio di distribuzione e con Terna;
c) per il settore gas, abbiano stipulato direttamente i contratti di distribuzione o di trasporto con le relative imprese;
d) siano clienti multisito di un contratto per il quale almeno un punto di prelievo non ricada nell'ambito di applicazione della presente direttiva.

TITOLO II
Informazioni relative alla fornitura ed ai corrispettivi di elettricità e/o gas naturale

Articolo 3
Informazioni relative al cliente finale, al punto di prelievo/riconsegna ed alla tipologia contrattuale

3.1 Nella bolletta sono riportate le informazioni relative:
a) al nome, cognome e codice fiscale o denominazione societaria e partita IVA dell'intestatario del contratto di fornitura relativo al punto/i di prelievo/riconsegna;
b) all'indirizzo che corrisponde al punto di prelievo/riconsegna;
c) al codice alfanumerico identificativo del punto di prelievo/riconsegna (POD/PDR), alla tipologia di contatore installato, se disponibile, nonché al codice del punto di consegna, secondo quanto previsto dall'articolo 5, comma 5.5, della deliberazione n. 138/04;
d) alla tensione di alimentazione e alla potenza disponibile per il cliente finale elettrico; qualora il contratto sottoscritto dal cliente finale elettrico preveda un corrispettivo per la potenza impegnata, la bolletta riporta anche la potenza impegnata;
e) al potere calorifico superiore convenzionale di un metro cubo standard di gas distribuito nella località (P) e al coefficiente correttivo C nel punto di riconsegna per il cliente finale gas;
f) alla tipologia di contratto e, ai fini dell'applicazione del bonus sociale gas, all'uso, distinguendo tra "Acqua calda sanitaria e/o cottura cibi abitazione" e "Riscaldamento";
g) alla denominazione dell'offerta e alla data di attivazione della fornitura sulla base del contratto in essere.

3.2 Fatto salvo quanto previsto all'articolo 2, comma 2.1, lettera c) e all'articolo 3, comma 3.2, della deliberazione n. 272/07, la bolletta riporta con caratteri in evidenza:
a) per i clienti del mercato libero, la dicitura "mercato libero";
b) per i clienti in maggior tutela, la dicitura "servizio di maggior tutela";
c) per i clienti a cui è erogato il servizio di tutela ai sensi dell'art 4 del TIVG, la dicitura "servizio di tutela".

Articolo 4

Periodo di riferimento della fatturazione e consumi

4.1 La bolletta evidenzia:
a) il periodo cui si riferisce la fatturazione, i termini di emissione e di scadenza del pagamento;
b) le letture rilevate o le eventuali autoletture valide ai fini della fatturazione ai sensi del contratto di fornitura, eventualmente articolate per fasce orarie;
c) i consumi rilevati per il periodo di riferimento, eventualmente articolati per fasce orarie;
d) i consumi fatturati per il periodo di riferimento, eventualmente articolati per fasce orarie;
e) l'energia reattiva fatturata, ove il contratto lo preveda.

4.2 Qualora le condizioni contrattuali prevedano una modalità di fatturazione dei consumi che si discosta dalla modalità con cui l'esercente il servizio di distribuzione è tenuto a rilevare i dati di misura, l'esercente la vendita dovrà riportare per il periodo di riferimento anche i consumi rilevati ove disponibili.

4.3 Nelle bollette in cui sono contabilizzati consumi stimati, l'informazione di cui al comma 4.1, lettera b), può essere sostituita dall'indicazione del periodo di riferimento e dall'informazione che i consumi sono attribuiti sulla base di stime.

4.4 Nelle bollette di conguaglio viene posto in evidenza:
a) il periodo cui si riferisce il conguaglio;
b) in detrazione, gli eventuali i consumi già contabilizzati nelle precedenti bollette.

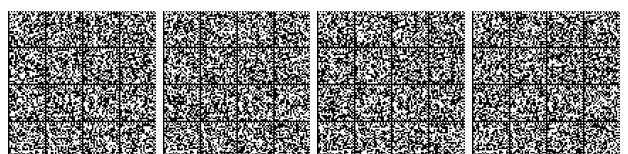
4.5 La bolletta evidenzia il consumo annuo ed in particolare:
a) qualora sia prevista una differenziazione dei corrispettivi in fasce orarie, il consumo annuo è suddiviso in fasce orarie;
b) nel caso di clienti finali con inizio della fornitura da meno di un anno, vengono posti in evidenza i consumi fatturati dall'inizio della fornitura, fino a quando non si renda disponibile una lettura rilevata o autolettura che consenta di coprire un periodo di almeno un anno.

4.6 Al fine di promuovere l'uso efficiente delle risorse e la tutela dell'ambiente, l'esercente la vendita riporta in bolletta, almeno una volta all'anno, una indicazione che consenta al cliente finale, con riferimento ad un periodo di tempo omogeneo, di valutare le variazioni dei consumi medi giornalieri di energia elettrica e/o di gas. Per i clienti che hanno l'applicazione di un prezzo che prevede una differenziazione dei corrispettivi in fasce orarie, i consumi medi giornalieri sono suddivisi nelle fasce orarie rilevanti ai fini dell'applicazione del prezzo. Tale informazione è riportata in bolletta nella parte riservata alle informazioni.

Articolo 5

Unità di misura

5.1 L'unità di misura con cui nella bolletta vengono contabilizzati i consumi di energia elettrica è il kWh. Gli eventuali prelievi di energia reattiva sono contabilizzati in kvarh. La potenza impegnata e la potenza disponibile vengono espresse in kW.

5.2 L'unità di misura con cui vengono contabilizzati i consumi di gas è lo standard metro cubo (smc).

Articolo 6

Addebiti relativi ai corrispettivi ed alle imposte

6.1 I corrispettivi unitari fatturati al cliente finale elettrico per l'uso delle reti vengono indicati in bolletta, comprensivi delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali di sistema.

6.2 I corrispettivi unitari fatturati per l'acquisto e la commercializzazione dell'energia elettrica e del gas naturale vengono indicati in bolletta:
a) per i clienti finali in maggior tutela e per i clienti finali a cui è erogato il servizio di tutela, secondo l'articolazione prevista dagli Allegati 1 e 2;
b) per i clienti finali diversi da quelli di cui alla lettera a), secondo l'articolazione prevista in contratto.

6.3 L'esercente la vendita fornisce al cliente finale, qualora questo ne faccia richiesta, le ulteriori disaggregazioni dei corrispettivi fatturati per singole componenti della tariffa o del prezzo contrattualmente concordato ed ogni informazione utile circa la correttezza di tutti i corrispettivi fatturati. Le modalità con cui l'esercente fornisce tali informazioni sono indicate in bolletta.

6.4 La bolletta riporta l'indicazione separata delle singole imposte e delle relative aliquote applicate in base alle disposizioni fiscali vigenti e loro successivi aggiornamenti e modificazioni.

Articolo 7

Informazioni su aggiornamenti dei corrispettivi e opzioni tariffarie

7.1 La bolletta riporta eventuali aggiornamenti dei corrispettivi indicando in modo completo la fonte normativa o contrattuale da cui derivano.

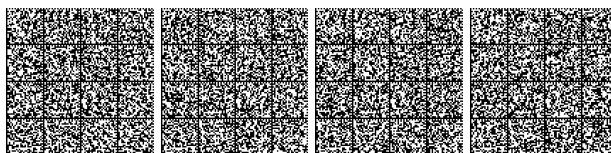
TITOLO III
Informazioni relative alle modalità di pagamento e alla sospensione della fornitura

Articolo 8

Informazioni relative ai pagamenti e alla rateizzazione

8.1 La bolletta riporta:
a) le modalità di pagamento che possono essere utilizzate dal cliente finale;
b) la situazione dei pagamenti delle bollette precedenti, indicando l'eventuale esistenza di bollette che non risultino pagate dal cliente finale al momento dell'emissione della fattura in cui tale informazione è riportata;
c) il tasso di interesse di mora applicato dall'esercente la vendita, ai sensi del contratto di fornitura, nel caso in cui il pagamento avvenga oltre il termine di scadenza prefissato, riportando i giorni di ritardo ai quali si applica il tasso di interesse.

8.2 Qualora, ai sensi del comma 8.1, lettera b), siano segnalate situazioni di morosità relative a bollette precedenti, la bolletta informa il cliente finale circa le procedure previste dal contratto in caso di morosità ed il costo delle eventuali operazioni di sospensione e di riattivazione della fornitura stessa.

8.3 Nella bolletta che reca un importo per cui può essere richiesta la rateizzazione del pagamento ai sensi del contratto di fornitura viene segnalata con evidenza tale possibilità e vengono fornite indicazioni al cliente finale sui tempi e sulle modalità con cui la rateizzazione può essere richiesta.

TITOLO IV
Altre informazioni al cliente finale

Articolo 9
Comunicazioni dell'Autorità

9.1 Gli esercenti la vendita adottano misure affinché, su richiesta dell'Autorità, in relazione a specifiche circostanze, sia possibile l'inserimento in bolletta di comunicazioni destinate ai clienti finali.

9.2 Il testo di tali comunicazioni viene reso noto ai venditori tramite il sito internet dell'Autorità e deve essere riportato in tutte le bollette emesse a partire dal trentesimo giorno successivo fino a raggiungere tutti i clienti finali interessati.

9.3 I venditori provvedono ad inserire nel Quadro sintetico, secondo quanto previsto dall'articolo 13, comma 13.5, il testo della comunicazione ed in ogni caso un rinvio al testo contenuto nelle pagine successive.

Articolo 10
Comunicazione periodica su oneri generali del sistema

10.1 Fatto salvo quanto previsto all'articolo 6, comma 6.1, l'esercente la vendita fornisce, almeno una volta l'anno, il dettaglio delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema, così come pubblicato sul sito internet dell'Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento all'anno precedente.

Articolo 11
Mix di fonti della produzione nazionale

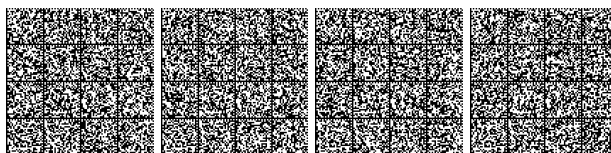
11.1 Gli esercenti la vendita riportano in bolletta le informazione sul mix energetico di fonti secondo quanto previsto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo economico 31 luglio 2009, recante criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita.

11.2 Di norma le informazioni sul mix di fonti sono collocate nella parte della bolletta riservata alle informazioni, ma è facoltà dell'esercente la vendita collocarle in un diverso spazio, fatti salvi gli obblighi di cui ai successivi articoli 13 e 14.

Articolo 12
Servizio guasti elettrici/pronto intervento gas, reclami e copertura assicurativa gas

12.1 La bolletta riporta uno o più recapiti telefonici per la chiamata del servizio guasti elettrici o del servizio di pronto intervento gas dell'esercente il servizio di distribuzione, a cui il cliente finale può rivolgersi in qualsiasi momento.

12.2 La bolletta riporta in maniera evidente il recapito per la presentazione all'esercente la vendita, anche in forma scritta, di reclami o di richieste di informazioni.

12.3 La bolletta riporta, almeno una volta l'anno, la dicitura di cui all'articolo 6, comma 6.2, della deliberazione n. 152/03, come successivamente integrata e modificata.

TITOLO V
Quadro sintetico e Quadro di dettaglio

Articolo 13
Quadro sintetico

13.1 La bolletta riporta un Quadro sintetico che contiene le informazioni di cui ai successivi commi 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5. Gli esercenti la vendita utilizzano un carattere di stampa facilmente leggibile con modalità grafiche liberamente determinate dagli stessi.

13.2 Il Quadro sintetico riporta:
a) le informazioni di cui all’articolo 3 della presente direttiva;
b) le informazioni di cui all’articolo 4 della presente direttiva, fatto salvo quanto previsto ai commi 4.2, 4.4, lettera b), e 4.5, lettera a);
c) il totale dovuto per i servizi di vendita al netto delle imposte e gli eventuali sconti;
d) il totale dovuto per i servizi di rete al netto delle imposte ed in detrazione il bonus sociale, se il cliente finale ne ha titolo;
e) il totale delle imposte, la base imponibile, l’IVA, gli oneri diversi dalla fornitura ed il totale della bolletta.

13.3 Qualora il contratto sottoscritto dal cliente finale del mercato libero preveda un corrispettivo unitario unico a forfait comprensivo dei servizi di rete e dei servizi di vendita, che non consenta la scomposizione nelle macro-voci di cui al comma 13.2, lettere c) e d), il Quadro sintetico riporterà una voce unica per il totale della fornitura di energia elettrica e/o di gas.

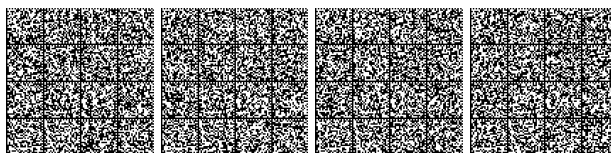
13.4 Per i clienti multisito, le informazioni di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettere b), c), d) ed e), e di cui all’articolo 4 ad eccezione dei commi 4.1, lettera a), 4.3 e 4.4 devono essere riportate nei Quadri di dettaglio relativi a ciascun punto di prelievo/riconsegna.

13.5 Il Quadro sintetico riporta altresì le informazioni di cui agli articoli 9 e 12, commi 12.1 e 12.2, della presente direttiva.

Articolo 14
Quadro di dettaglio

14.1 La bolletta riporta un Quadro di dettaglio, distinto dal Quadro di sintesi, conforme nel linguaggio e nelle informazioni allo schema di cui agli Allegati 1 e 2 alla presente direttiva, di cui forma parte integrante e sostanziale. Gli esercenti la vendita utilizzano un carattere di stampa facilmente leggibile con modalità grafiche liberamente determinate dagli stessi.

14.2 Il Quadro di dettaglio riporta:
a) il totale dei corrispettivi per i servizi di vendita e la loro articolazione separata per corrispettivi secondo quanto previsto dall’articolo 6, comma 6.2, lettere a) e b);
b) il totale dei corrispettivi per servizi di rete e la loro articolazione separata in quota fissa, quota energia e, per l’elettrico, in quota potenza;
c) gli oneri diversi da quelli dovuti per la fornitura di energia elettrica.

14.3 Nel caso di bollette di conguaglio, il Quadro di dettaglio riporta la redistribuzione dei consumi rilevati ed il ricalcolo effettuato per l’applicazione delle variazioni tariffarie o di prezzo, per effetto di eventuali indicizzazioni previste dal contratto, e delle imposte e la restituzione delle somme già corrisposte per consumi fatturati come previsto dall’articolo 4, comma 4.4, lettera b), distinguendo quanto fatturato in precedenza per i servizi di vendita e quanto per i servizi di rete e per le imposte.

14.4 Nei casi di cui al comma 13.3, la bolletta informa che il corrispettivo unico comprende quanto dovuto dal cliente finale per i servizi di vendita e per i servizi di rete e per gli oneri generali e di sistema.

14.5 Qualora le condizioni contrattuali prevedano una articolazione delle fasce orarie differente da quella per cui l'esercente il servizio di distribuzione è tenuto a rilevare i dati di misura, l'esercente la vendita riporta, in testa al Quadro di dettaglio, la diversa articolazione dei consumi fatturati.

14.6 Qualora il contratto concluso dal cliente finale del mercato libero preveda sconti, in percentuale o in misura fissa, questi vengono indicati in corrispondenza del corrispettivo cui si riferiscono.

14.7 Qualora sia prevista una differenziazione del prezzo del kWh e/o dello smc per scaglioni di consumo, il Quadro di dettaglio riporta la distribuzione dei consumi del cliente finale per scaglioni di consumo ed i relativi prezzi. Qualora sia prevista una differenziazione del prezzo del kWh per fasce orarie, la bolletta riporta la distribuzione dei consumi del cliente per fasce orarie e i relativi prezzi.

14.8 Il Quadro di dettaglio riporta, per i clienti finali che ne hanno titolo, e qualora l'offerta non comporti un corrispettivo onnicomprensivo, l'indicazione separata del bonus sociale elettrico e/o gas in detrazione dei corrispettivi fissi per l'uso delle reti, come riportato agli Allegati 1 e 2.

14.9 Il Quadro di dettaglio riporta le informazioni di cui all'articolo 4, comma 4.2 .

Articolo 15
Ulteriori informazioni in bolletta

15.1 La bolletta inoltre riporta le informazioni di cui ai Titoli III e IV della presente direttiva, salvo quanto previsto dal precedente articolo 13, comma 13.5.

15.2 Qualora il contratto preveda la fatturazione di energia reattiva, il cliente finale viene informato del carattere di penalità rappresentato da questa componente.

Articolo 16
Separazione della fatturazione dei consumi dalla fatturazione di altri oneri e indennizzi

16.1 I corrispettivi diversi da quelli previsti per la fatturazione dei consumi sono riportati nella bolletta in maniera distinta.

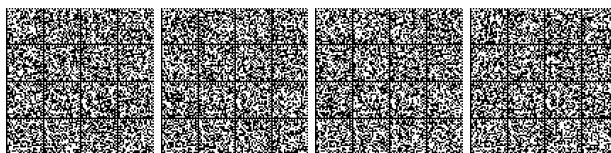
16.2 Per i corrispettivi dovuti a titolo di interessi moratori la bolletta riporta il totale, il tasso di interesse e il periodo di tempo a cui questo si applica.

16.3 Per i clienti finali che ne hanno diritto, la bolletta riporta gli indennizzi automatici specificandone la causale secondo quanto previsto:
a) all'articolo 20 del TIQV;
b) all'articolo 82 della deliberazione n. 333/07, come successivamente integrata e modificata;
c) all'articolo 52 della RQDG, come successivamente integrata e modificata.

16.4 La bolletta riporta inoltre le informazioni previste dall'articolo 40 del TIQV, con le modalità e la frequenza ivi previste.

Articolo 17
Fatturazione congiunta dei servizi elettrico e gas

17.1 Qualora il contratto sottoscritto dal cliente finale preveda l'invio di una bolletta unica per le forniture di energia elettrica e di gas, questa dovrà riportare un Quadro sintetico ed un Quadro di dettaglio conformi a quanto previsto dagli articoli 13 e 14 della presente direttiva.

17.2 Il Quadro sintetico riporterà le informazioni in modo da garantire, laddove necessario, la distinzione tra quanto riferito al servizio di fornitura elettrica e quanto a quello di fornitura del gas. Tale distinzione dovrà garantirsi anche per il riepilogo degli importi di cui al comma 13.2, lettere c), d) ed e).

17.3 L'esercente la vendita ha facoltà di riportare le informazioni di cui al precedente articolo 13, comma 13.2, lettera b), nel Quadro di dettaglio, ad esclusione di quanto previsto all'articolo 4, comma 4.1, lettera a).

17.4 Il Quadro di dettaglio, distinto dal Quadro di sintesi, deve riportare separatamente gli schemi relativi a ciascun servizio di fornitura, elettrica e gas, secondo quanto previsto al precedente articolo 14 e dallo schema di cui agli Allegati 1 e 2.

17.5 La bolletta inoltre riporta le informazioni di cui ai Titoli III e IV della presente direttiva, salvo quanto previsto dal precedente articolo 13, rispettando la collocazione e la frequenza prevista per le fatture relative al singolo servizio di fornitura.

TITOLO VI
Fatturazione dei consumi di gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane

Articolo 18
Ambito di applicazione

18.1 Il presente Titolo VI definisce le disposizioni in materia di trasparenza della fatturazione che gli esercenti la vendita di gas diversi devono applicare ai clienti finali con riferimento alla fornitura di:
a) gas di petrolio liquefatti (GPL);
b) gas manifatturati;
c) altri gas diversi da gas naturale.

Articolo 19
Disposizioni applicabili alle forniture di gas diversi da gas naturale

19.1 Nella bolletta, gli esercenti la vendita di gas diversi riportano le informazioni di cui ai seguenti articoli:
a) articolo 3, comma 3.1, lettere a) e b) ;
b) articolo 4, commi 4.1, lettere a), b), c) e d), 4.3 e 4.4;
c) articolo 5, comma 5.2;
d) articolo 6, comma 6.3.

19.2 La bolletta riporta un Quadro sintetico conforme al precedente articolo 13, fatto salvo quanto definito al precedente comma 19.1.

19.3 La bolletta riporta inoltre un Quadro di dettaglio che indica i corrispettivi fatturati al cliente finale ai sensi della normativa vigente, separando:
a) i corrispettivi fissi;
b) i corrispettivi di energia;
c) gli oneri diversi da quelli dovuti per la fornitura di gas.

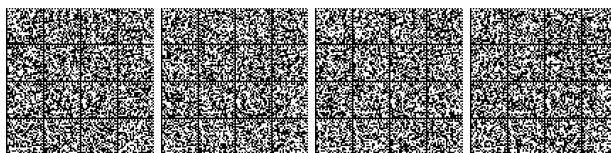
19.4 Alle forniture di gas diversi da gas naturale si applicano inoltre gli articoli: 7, 8, 9, 10, 13, 14, limitatamente ai commi 14.3, 14.7, e l'articolo 15.

TITOLO VII
Disposizioni finali

Articolo 20
Glossario

20.1 L'Autorità con successivo provvedimento predispone un Glossario contenente le definizioni dei termini utilizzati nei documenti di fatturazione, cui gli esercenti la vendita devono attenersi.

20.2 L'esercente la vendita riporta sul proprio sito internet il Glossario di cui al precedente comma.

ALLEGATO *1*

Quadro di dettaglio – elettrico

	Unità di misura	Corrispettivi unitari	Quantità	Totale
TOTALE SERVIZI DI VENDITA**				
Quota fissa				
PCV	€/cliente/mese		mesi	
DISPbt (parte fissa)				
Quota energia				
PE (prezzo dell'energia)	€/kWh		kWh per scaglioni o fasce	
PD(prezzo del dispacciamento)				
DISPbt (parte variabile)				
Componenti di perequazione (UC1, PPE)				
Acconti bollette precedenti per quote energia su kWh (*eventuale*)				

Servizi di Rete

TOTALE SERVIZI DI RETE				
Quota fissa				
Bonus sociale (eventuale)				
Quota potenza	€/kW di potenza impegnata/mese		kW mesi	
Quota energia				
	€/kWh		kWh per scaglioni o fasce	
Dal .....al....	€/kWh			
	€/kWh			
	€/kWh			
Dal .....al....	€/kWh			
	€/kWh			
	€/kWh			
	€/kWh			

Imposte

Imposta erariale				
Dal .... al	€/kWh			
Dal .... al	€/kWh			
Dal .... al	€/kWh			
Dal .... al	€/kWh			
Addizionale enti locali				
Dal .... al	€/kWh			
Dal .... al	€/kWh			

Dal .... al	€/kWh			
Dal .... al	€/kWh			
TOTALE IMPOSTE				

Acconti bollette precedenti per imposte su kWh(*eventuale*)	

TOTALE netto Iva	
IVA su imponibile di euro	
TOTALE FORNITURA DI ENERGIA ELTTRICA E IMPOSTE	

Oneri diversi da quelli dovuti per la fornitura di energia elettrica

A. *ad esempio: int. mora per ritardo pagamento: totale, tasso di interesse, giorni di ritardo (esenti Iva)*	
B ad esempio diritti fissi, contributi di allacciamento, corrispettivi per servizi aggiuntivi	
C.......	
Iva su.....	
Totale oneri diversi	

TOTALE BOLLETTA	

Indicare i corrispettivi che possono essere pagati separatamente.

** L'eventuale voce Sconti (in percentuale o in somma fissa) dovrà essere indicata di seguito al corrispettivo cui si riferisce.

ALLEGATO *2*

Quadro di dettaglio – gas naturale

	Unità di misura	**Corrispettivi unitari**	**Quantità**	**Totale**
TOTALE SERVIZI DI VENDITA[**]				
Quota fissa				
QVD	€/punto riconsegna/mese		mesi	
Quota energia				
QVD (commercializzazione al dettaglio)	€/smc		smc per scaglioni	
CCI,(commercializzazione all'ingrosso				
QOA (oneri aggiuntivi)				
Acconti bollette precedenti per quote energia su smc (*eventuale*)				

TOTALE SERVIZI DI RETE				
Quota fissa	€/cliente/mese			
Bonus sociale (eventuale)	€/cliente/mese			
Quota energia				
	€/smc		smc per scaglioni o fasce	
Dal .....al....	€/smc			
	€/smc			
	€/smc			
Dal .....al....	€/smc			
	€/smc			
	€/smc			
	€/smc			

Imposte

Imposta erariale				
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
Addizionale enti locali				
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
Dal .... al	€/smc			
TOTALE IMPOSTE				

Acconti bollette precedenti per imposte su smc (*eventuale*)	

TOTALE netto Iva	

IVA su imponibile di euro	
TOTALE FORNITURA DI GAS E IMPOSTE	

Oneri diversi da quelli dovuti per la fornitura di gas

A. *ad esempio: int. mora per ritardo pagamento: totale, tasso di interesse, giorni di ritardo (esenti Iva)*	
B ad esempio diritti fissi, contributi di allacciamento, corrispettivi per servizi aggiuntivi	
C.......	
Iva su.....	
Totale oneri diversi	

TOTALE BOLLETTA	

Indicare i corrispettivi che possono essere pagati separatamente.

* * L'eventuale voce Sconti (in percentuale o in somma fissa) dovrà essere indicata di seguito al corrispettivo cui si riferisce.

10A01367

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e modificazioni dell'allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/2007. (Deliberazione n. ARG/com 211/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009:

Visti:

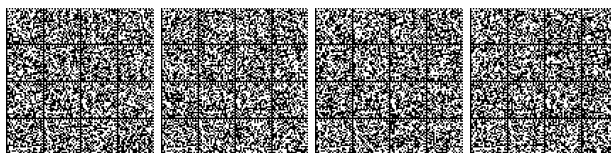
- il Trattato dell'Unione Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6/92, come modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314 (di seguito: legge n. 368/03);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26/07 (di seguito: decreto legislativo n. 26/07);
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007);
- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: decreto legge n. 185/08);
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 18 dicembre 2008;

- la legge 23 luglio 2009, n, 99 (di seguito: legge n. 99/09);
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 30 settembre 2009;
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 dicembre 2009;
- la decisione della Commissione C (2006) 3225 def ;
- la decisione della Commissione C (2007) 5400 del 20 novembre 2007;
- la delibera dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, n. 249/06 (di seguito: deliberazione n. 249/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 febbraio 2007, n. 45/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/07;
- la deliberazione dell'Autorità 8 ottobre 2007, n. 255/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08;
- la deliberazione dell'Autorità 21 aprile 2008, ARG/elt 47/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08;
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2008, ARG/elt 77/08 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2008, ARG/elt 86/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 86/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2008, ARG/elt 154/08 (di seguito: deliberazione n. 154/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG), approvato con deliberazione ARG/gas 159/08 (di seguito: RTDG);

- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 191/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 191/08);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08;
- la deliberazione dell'Autorità 13 gennaio 2009, ARG/elt 01/09;
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09;
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 54/09;
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (di seguito: TIVG), approvato con la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09;
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 88/09);
- la deliberazione dell'Autorità 15 luglio 2009, ARG/gas 94/09;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/com 113/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 113/09);
- la deliberazione dell'Autorità 17 agosto 2009, ARG/elt 115/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 115/09);
- la deliberazione dell'Autorità 24 settembre 2009, PAS 16/09;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/com 133/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 133/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009 ARG/gas 135/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 135/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/gas 136/09;
- la deliberazione dell'Autorità 2 novembre 2009, ARG/gas 164/09;
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2009, VIS 169/09 (di seguito: deliberazione VIS 169/09);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt 180/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 180/09);
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09);
- la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG), relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A), approvato con deliberazione ARG/gas 184/09;
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/com 185/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 185/09);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2009, ARG/gas 197/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 197/09);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2009, ARG/gas 198/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009 ARG/gas 206/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009 ARG/gas 207/09;

- la lettera del Direttore generale del Ministero dello sviluppo economico e del Capo del dipartimento per l'energia del medesimo ministero del 20 novembre 2009, prot. Autorità 69815 del 24 novembre 2009;
- la comunicazione congiunta del GSE e della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 10 dicembre 2009, prot. GSE/P20090075870, prot. Autorità n. 75529 del 28 dicembre 2009;
- la comunicazione della Cassa del 14 dicembre 2009, prot. n. 2682, prot. Autorità n. 74963 del 21 dicembre 2009.

Considerato che, in relazione al settore elettrico:

- sulla base delle previsioni aggiornate fornite dal GSE e dalla Cassa, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 54, comma 1, lettera b), del Testo Integrato, alimentato dalla componente A3 (di seguito: Conto A3), in relazione alla competenza 2009 evidenzia un peggioramento rispetto alle previsioni del precedente trimestre, con un disavanzo di competenza 2009 ad oggi stimabile in oltre 250 milioni di euro;
- le previsioni per l'anno 2010 evidenziano, relativamente agli oneri in capo al GSE, una sostanziale stabilità degli oneri relativi alla compravendita di energia CIP 6/92 e al ritiro dei certificati verdi invenduti, ma un ulteriore aumento di quelli relativi all'incentivazione degli impianti fotovoltaici;
- anche per l'anno 2010 sono previsti livelli dei consumi di energia elettrica inferiori a quelli registrati nell'anno 2008;
- l'articolo 30, comma 9, della legge n. 99/09 prevede che, al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico nella regione Sardegna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della medesima legge e sulla base di indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, adotta misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia nella medesima regione mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione con la rete nazionale;
- l'articolo 30, comma 10, della legge n. 99/09 prevede che, trascorsi novanta giorni dall'avvio del meccanismo di cui al comma 9, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas determina le modalità per la cessazione, entro il 31 dicembre 2009, dell'applicazione delle condizioni tariffarie per le forniture di energia elettrica di cui ai commi 11 e 12 dell'articolo 11 della legge n. 80/05;
- con deliberazione ARG/elt 115/09 l'Autorità ha adottato le misure di cui all'articolo 30, comma 9, della legge n. 99/09;
- le procedure concorsuali per la cessione di capacità produttiva virtuale (di seguito: VPP) ai sensi di quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 115/09 si sono svolte in data 15 ottobre 2009, per Enel, e 22 ottobre 2009, per E.On;
- per effetto dell'articolo 30, comma 10, della legge n. 99/09, i regimi tariffari speciali di cui al comma 74.1, lettere a), c) e d), del Testo Integrato alla data dell'1 gennaio 2010 risultano estinti;
- con deliberazione ARG/elt 47/08 l'Autorità ha introdotto disposizioni specifiche per la società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai fini del calcolo e dell'aggiornamento della componente compensativa di cui al comma 74.4 del Testo integrato;

- con deliberazione ARG/elt 117/08 l'Autorità ha disciplinato le modalità applicative per la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e in gravi condizioni di salute (di seguito: clienti in stato di disagio), ai sensi del decreto 28 dicembre 2007;
- gli oneri delle suddette compensazioni sono posti a capo del conto di cui all'articolo 54, comma 1, lettera u), del Testo Integrato, alimentato dalla componente As (di seguito: conto As);
- l'aliquota della componente tariffaria As vigente al quarto trimestre 2009 risulta sovradimensionata rispetto agli oneri previsti in capo al suddetto conto;
- le attuali disponibilità di cassa del conto As, risultano adeguate per coprire eventuali quote residue degli oneri di competenza 2008 non ancora erogate;
- l'articolo 16 dell'allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 prevede che, nel periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, l'Autorità aggiorna gli ammontari di compensazione di cui al precedente alinea, applicando ai valori in vigore nell'anno precedente la variazione percentuale delle spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2 e consumo pari a 2700 kWh/anno, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento e fermo restando quanto disposto dall'articolo 2, comma 1 del decreto 28 dicembre 2007;
- con la deliberazione ARG/elt 191/08 l'Autorità ha aggiornato i valori degli ammontari della compensazione per i clienti del settore elettrico in stato di disagio di cui alle tabelle 3 e 4 della deliberazione ARG/elt n. 117/08, con riferimento all'anno 2009;
- gli incentivi riconosciuti alle imprese distributrici e all'impresa di trasmissione a fronte di recuperi di continuità del servizio, al netto delle eventuali penalità per mancato rispetto dei livelli tendenziali fissati dall'Autorità, sono posti a capo del conto all'articolo 54, comma 1, lettera f), del Testo Integrato, alimentato dalla componente UC6 (di seguito: conto UC6);
- dai dati disponibili si può prevedere un miglioramento della qualità del servizio nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, sia per il servizio di distribuzione che per il servizio di trasmissione;
- l'aliquota della componente tariffaria UC6 risulta sovradimensionata rispetto agli oneri di competenza 2008, con effetti finanziari nel 2009, e di competenza 2009, con effetti finanziari nel 2010, posti in capo al conto UC6;
- l'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, prevede "misure di compensazione territoriale (...), fino al definitivo smantellamento degli impianti, a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare";
- l'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 prevede che l'ammontare complessivo annuo delle misure di compensazione territoriale sia definito mediante la determinazione di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, con aggiornamento annuale sulla base degli indici Istat dei prezzi al consumo;
- con deliberazione ARG/elt 191/08 l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2009 l'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03, fissandola pari a 0,0167 centesimi di euro/kWh;
- a partite dall'1 gennaio 2008, per effetto delle disposizioni del Testo integrato, le componenti della tariffa elettrica espresse in centesimi di euro/kWh prevedono tre decimali dopo la virgola;

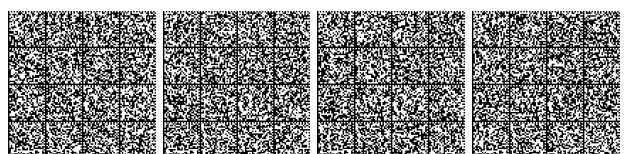
- con deliberazione ARG/elt 86/08 l'Autorità ha stabilito che, a partire dall'1 luglio 2008, anche la componente MCT, espressa in centesimi di euro/kWh, preveda tre decimali dopo la virgola; e che conseguentemente il valore della componente MCT è stato fissato, a partire dal terzo trimestre 2008 pari a 0,017 centesimi di euro/kWh;
- in coerenza con la metodologia adottata con deliberazione ARG/elt 191/08, l'aggiornamento dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, di cui alla legge n. 368/03 per l'inflazione deve essere effettuato utilizzando il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati (al netto dei tabacchi), per il periodo dicembre 2008 - novembre 2009, rispetto ai dodici mesi precedenti;
- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati (al netto dei tabacchi), come rilevato dall'Istat, per il periodo dicembre 2008 - novembre 2009, rispetto ai dodici mesi precedenti, è stato accertato nella misura pari al 0,8%;
- il valore attuale della componente tariffaria MCT appare adeguato a garantire la copertura della variazione di cui al precedente alinea;
- non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno dei conti di gestione presso la Cassa.

Considerato che, in relazione al settore del gas:

- con deliberazione ARG/gas 135/09, l'Autorità ha prorogato per il periodo 1 ottobre 2009-31 dicembre 2009 la validità delle proposte tariffarie per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale approvate con deliberazione ARG/gas 102/08, prevedendo, tra l'altro, l'estensione al trimestre ottobre 2009-dicembre 2009 dei criteri di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 166/05 e del regime di perequazione di cui all'articolo 14 bis;
- con deliberazione ARG/gas 184/09, l'Autorità ha introdotto disposizioni transitorie in materia di perequazione del corrispettivo regionale per il periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 che differiscono i termini per l'invio delle comunicazioni delle imprese e del calcolo dell'ammontare di perequazione da parte della Cassa; e, ha confermato l'istituzione della componente tariffaria φ;
- sulla base delle informazioni comunicate dalla Cassa non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno del "Conto squilibri perequazione trasporto regionale";
- con la deliberazione ARG/com 133/09 l'Autorità ha dimensionato la componente UG_1, con l'obiettivo di recuperare l'intero gettito necessario alla copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione e limitare eventuali squilibri nel *Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas* di cui al comma 93.1, lettera c) della RTDG (di seguito: conto UG_1);
- con deliberazione ARG/com 185/09 l'Autorità ha definito le agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia di L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009; e che, il comma 12.7, della medesima deliberazione prevede che gli oneri derivanti dal riconoscimento delle suddette agevolazioni, relativamente al gas naturale e gas diversi dal naturale sono posti a capo del Conto UG_1;
- con deliberazione ARG/gas 197/09, l'Autorità ha approvato le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2009;

- con deliberazione VIS 169/09, è stata chiusa l'indagine conoscitiva in merito ai dati trasmessi dalle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal naturale ai sensi delle disposizioni dell'articolo 7 della RTDG;
- con deliberazione ARG/gas 206/09, l'Autorità ha approvato le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2010;
- con la deliberazione ARG/com 133/09 l'Autorità ha previsto di differire al 1 gennaio 2010 l'attivazione della componente G_S, prevedendo eventuali successivi conguagli a decorrere dalla medesima data, nel caso le operazioni di individuazione di cui al comma 2.3 del TIVG non fossero ancora completate;
- il decreto legge n. 185/08 ha esteso il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale alle famiglie economicamente svantaggiate aventi diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica;
- il medesimo decreto destina alla copertura degli oneri derivanti dalla compensazione parte delle risorse individuate dall'articolo 2, comma 3 del decreto legislativo n. 26/07 e, nell'eventualità che gli oneri eccedano tali risorse, prevede che l'Autorità istituisca una specifica componente tariffaria a carico dei titolari di utenze non domestiche volto ad alimentare il conto di cui al comma 93.1, lettera d) della RTDG;
- con deliberazione ARG/gas 88/09, l'Autorità ha disciplinato le modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati (di seguito: clienti domestici in stato di disagio economico), definite ai sensi del decreto legge n. 185/08;
- con la medesima deliberazione ARG/gas 88/09, l'Autorità ha definito i valori delle compensazioni da riconoscere ai clienti domestici in stato di disagio economico per l'anno 2009 e che tali valori sono stati definiti, con riferimento alla spesa annua del cliente domestico tipo che usufruisce del servizio di tutela come definito al comma 1.1 del TIVG (di seguito: servizio di tutela), sulla base dei dati relativi al terzo trimestre 2009;
- l'articolo 17 dell'allegato A alla medesima deliberazione ARG/gas 88/09 prevede che l'Autorità aggiorni gli ammontari di compensazione di cui al precedente alinea, applicando ai valori in vigore nell'anno precedente la variazione percentuale delle spesa media del cliente domestico tipo, con consumo pari a 1400 metri cubi, che usufruisce del servizio di tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti l'aggiornamento e fermo restando quanto disposto dall'articolo 3, comma 9 del decreto legge n. 185/08;
- gli oneri in capo al *Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale* di cui all'articolo 93, comma 1, lettera a) della RTDG (di seguito: conto *RE*) per gli anni 2009-2010 sono stimati in aumento rispetto agli anni precedenti; e, si stima che i suddetti oneri siano in ulteriore incremento negli anni successivi;
- l'attuale aliquota della componente *RE,* risulta inadeguata a coprire gli oneri di cui al precedente alinea;
- non si rilevano elementi di rilievo relativamente al fabbisogno del Conto per la qualità dei servizi gas, di cui all'articolo 93, comma 1, lettera b) della RTDG.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in aumento la componente tariffaria A3, tenendo conto delle esigenze di gettito dell'anno 2010 e del disavanzo attualmente stimato per l'anno 2009;

- adeguare in diminuzione la componente tariffaria As, in coerenza con la stima degli oneri posti in capo al rispettivo conto nel prossimo anno;
- adeguare in diminuzione, secondo criteri di prudenza, la componente tariffaria A4, tenendo conto della previsione di riduzione degli oneri in capo al conto a partire dal 2010, per effetto di quanto previsto dalla legge n. 99/09;
- rivedere in riduzione l'aliquota della componente tariffaria UC6, fissandola in coerenza con la stima degli incentivi che dovranno essere erogati nel corso del periodo regolatorio 2008-2011 in relazione ai previsti miglioramenti della continuità del servizio rispetto ai livelli tendenziali fissati dall'Autorità e prevedendo un obiettivo di raccolta di fondi per l'anno 2010 pari a circa 110 milioni di euro;
- fissare, per l'anno 2010, il valore dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 pari a 0,0168 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, per tener conto dell'aggiornamento annuale dell'indice Istat dei prezzi al consumo cui è soggetto;
- confermare per il primo trimestre 2010 il valore delle componenti tariffarie relative al settore elettrico A2, A5, A6, UC4, UC3 e UC7 e della componente MCT;
- modificare il Testo integrato per tener conto delle modifiche in materia di regimi tariffari speciali derivanti dalla legge n. 99/09;
- aggiornare i valori degli ammontari di compensazione di cui alle tabelle 3 e 4 della deliberazione ARG/elt 117/08 applicando la variazione percentuale della spesa media del cliente domestico tipo, con tariffa D2, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata nei quattro trimestri antecedenti;
- in attesa della verifica dell'ammontare di perequazione del corrispettivo regionale per il periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 porre pari a 0 (zero), per il primo trimestre 2010, il valore della componente tariffaria φ;
- prevedere una riduzione della componente tariffaria UG_1, dimensionandola in via prudenziale con l'obbiettivo di recuperare il gettito residuo necessario alla copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione e di eventuali conguagli nonché degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/com 185/09;
- attivare, a partire dal 1 gennaio 2010, la valorizzazione della componente G_S , prevedendo eventuali successivi conguagli a decorrere dalla medesima data, nel caso le operazioni di individuazione di cui al comma 2.3 del TIVG non fossero ancora completate;
- aggiornare i valori degli ammontari di compensazione di cui alla tabella 4 della deliberazione ARG/gas 88/09 applicando la variazione percentuale della spesa media del cliente domestico tipo, con consumi pari a 1400 metri cubi annui, servito in maggior tutela, al netto degli oneri fiscali, registrata tra il terzo trimestre 2009 e il primo trimestre 2010;
- adeguare in aumento la componente tariffaria *RE*, dimensionandola al fine di sostenere gli oneri posti in capo al conto corrispondente previsti in erogazione fino al 31 dicembre 2010;
- confermare per il primo trimestre 2010 il valore della componente tariffaria *RS,* secondo quanto previsto dalla deliberazione ARG/com 133/09

DELIBERA

Articolo 1
Aggiornamento dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03 per l'anno 2010

1.1 Per l'anno 2010, l'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03, è pari a 0,0168 centesimi di euro/kWh.

Articolo 2
Componenti tariffarie relative al settore elettrico

2.1 I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT per il trimestre gennaio – marzo 2010, sono fissati come indicato nelle *Tabelle 1, 2, 3* e *4* allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Modifiche al Testo Integrato

3.1 Il comma 73.2 del TIT è sostituito con il seguente comma:
"73.2 Le componenti tariffarie A e UC si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica ceduta alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730.".
3.2 Al comma 73.3 del TIT le parole "Per i soggetti per i quali il comma 73.2, lettere da a) a c)" sono sostituite con le parole: "Per il soggetto per il quale il comma 73.2".
3.3 Il comma 74.1 del TIT è sostituito con il seguente comma:
"74.1 Le norme previste da presente articolo si applicano alla società Ferrovie dello Stato S.p.A. ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730"
3.4 Al comma 74.5 del TIT le parole "fissato in via amministrativa dall'Autorità e aggiornato trimestralmente" sono sostituite con le parole "è determinato secondo le disposizioni di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/elt 47/08".
3.5 I commi 74.9, 74.10 e 74.11 del TIT sono soppressi.

Articolo 4
Aggiornamento della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica ai clienti del settore elettrico in stato di disagio

4.1 I valori degli ammontari della compensazione per i clienti del settore elettrico in stato di disagio di cui alle tabelle 3 e 4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08, con riferimento all'anno 2010, sono fissati come indicato nelle *Tabelle 5* e *6* allegate al presente provvedimento.

Articolo 5

Componenti tariffarie relative al settore gas

5.1 Il valore della componente tariffaria φ di cui al, comma 17.14, dell'allegato A, della deliberazione ARG/gas 184/09 è posto pari a 0 (zero) per il trimestre gennaio - marzo 2010.

5.2 I valori delle componenti UG_1, G_S, *RE* ed *RS* della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 35, lettere c), d), e) ed f) della RTDG, per il trimestre gennaio - marzo 2010, sono fissati come indicato nella *Tabella 7* allegata al presente provvedimento.

Articolo 6

Aggiornamento della compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas ai clienti domestici in stato di disagio economico

6.1 I valori degli ammontari della compensazione per i clienti domestici del gas in stato di disagio economico di cui alla tabella 4 dell'allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09, con riferimento all'anno 2010, sono fissati come indicato nella *Tabella 8* allegata al presente provvedimento.

Articolo 7

Disposizioni transitorie e finali

7.1 Il presente provvedimento è trasmesso alla Cassa.

7.2 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dal 1 gennaio 2010.

7.3 L'Allegato A della deliberazione n. 348/07, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, è pubblicato sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5,AS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2					A3								
		centesimi di euro/kWh					*centesimi di euro/kWh*				*centesimi di euro/kWh*			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*
						Aliquota complessiva					*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*			
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione														
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW														
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,160				-	0,681				*0,250*			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,298				-	1,267				*0,465*			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,436				-	1,855				*0,681*			
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti														
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,436				-	1,855				*0,681*			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,436				-	1,855				*0,681*			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,436				-	1,855				*0,681*			
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,191	0,191	0,191	0,191	-	1,465	1,465	1,465	1,465	*0,538*	*0,538*	*0,538*	*0,538*
lettera c) Altre utenze in bassa tensione											-			
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,273	-	-	-	-	1,161	-	-	-	*0,426*	-	-	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,137	0,137	0,137	0,137	4.469,37	1,575	1,575	1,575	1,575	*0,578*	*0,578*	*0,578*	*0,578*
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,137	0,137	-	-	-	1,161	1,161	-	-	*0,426*	*0,426*	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,137	0,137	-	-	3.718,79	1,293	1,293	-	-	*0,475*	*0,475*	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	371,85	0,151	0,076	0,076	-	4.689,96	1,193	0,914	0,597	-	*0,438*	*0,335*	*0,219*	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	371,85	0,151	0,076	0,076	-	4.689,96	1,193	0,914	0,597	-	*0,438*	*0,335*	*0,219*	-

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A4					A5					AS				
		centesimi di euro/kWh					*centesimi di euro/kWh*					*centesimi di euro/kWh*			
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*	*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*per consumi mensili nei limiti di 4 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 12 GWh*
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione															
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW															
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,056				-	0,018				-	0,059			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,103				-	0,033				-	0,059			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,151				-	0,047				-	0,059			
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti															
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,151				-	0,047				-	0,059			
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh	-	0,151				-	0,047				-	0,059			
per consumi annui oltre 2640 kWh	-	0,151				-	0,047				-	0,059			
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,192	0,192	0,192	0,192	-	0,020	0,020	0,020	0,020	-	0,059	0,059	0,059	0,059
lettera c) Altre utenze in bassa tensione															
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,192	-	-	-	-	0,030	-	-	-	-	0,059	-	-	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,192	0,192	0,192	0,192	366,68	0,010	0,010	0,010	0,010	-	0,059	0,059	0,059	0,059
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,192	0,192	-	-	-	0,010	0,010	-	-	-	0,059	0,059	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	-	0,192	0,192	-	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,059	0,059	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,212	0,106	0,106	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,065	0,033	0,033	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,212	0,106	0,106	-	366,68	0,010	0,010	-	-	-	0,065	0,033	0,033	-

Tabella 2: Componente tariffaria A6

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	*centesimi di euro per punto di prelievo /mese*	*centesimi di euro/kW/mese*	*centesimi di euro/kWh*
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,000	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,000
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW		0,000	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,000
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW		0,000	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,000	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,000		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		0,000	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		0,000	

Tabella 3: Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6, UC7 e MCT

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	UC3		UC4		UC6			UC7		MCT	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,083			-	45,69	0,012	-	0	-	0,017
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW											
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,023							
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh			-	0,044							
	per consumi annui oltre 2640 kWh			-	0,064							
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti											
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,064							
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 2640 kWh			-	0,064							
	per consumi annui oltre 2640 kWh			-	0,064							
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,083	-	-	-	-	0,039	-	0	-	0,017
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione											
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,083	-	0,030	386,47	-	0,012	-	0	-	0,017
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,083	-	0,030	386,47	-	0,012	-	0	-	0,017
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,036	-	-	-	-	0,028	-	0	-	0,017
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,036	-	0,020	22.459,44	-	-	-	0	-	0,017
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,023	-	0,010	-	-	-	-	0	-	0,017
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,023	-	0,010	-	-	-	-	0	-	0,017

Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, A6, AS, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrato

	A2	*A3*		*A4*	*A5*	*A6*	*AS*	*UC3*		*UC4*	*UC6*			*UC7*		*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*													
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)								0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017
di cui: per consumi mensili nei limiti di 4 GWh	0,151	1,193	*0,438*	0,212	0,010	0,000	0,065									
per consumi mensili in eccesso a 4 GWh e nei limiti di 8 GWh	0,076	0,914	*0,335*	0,106	0,010	0,000	0,033									
per consumi mensili in eccesso a 8 GWh e nei limiti di 12 GWh	0,076	0,597	*0,219*	0,106	0,000	0,000	0,033									
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,000	0,000	*0,000*	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,017

Tabella 5: Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio economico di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 (€/anno per punto di prelievo)

Codice	Descrizione	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
E0	Nessuna agevolazione	0	0	0
E1	Numerosità familiare 1-2 componenti	60	58	56
E2	Numerosità familiare 3-4 componenti	78	75	72
E3	Numerosità familiare oltre 4 componenti	135	130	124

Tabella 6: Ammontare della compensazione per i clienti in stato di disagio fisico, di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 (€/anno per punto di prelievo)

Codice	Descrizione	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
F0	Nessuna agevolazione	0	0	0
Fy	Disagio fisico (l’importo è moltiplicato per il valore assunto da y)	150	144	138

Tabella 7: Componenti tariffarie *UG1, GS, RE* ed *RS*

Tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura di cui all'art. 35 della RTDG		centesimi di euro/standard metro cubo
lettera c)	componente tariffaria *UG1*	0,3500
lettera d)	componente tariffaria *GS*	0,2270
lettera e)	componente tariffaria *RE*	0,1126
lettera f)	componente tariffaria *RS*	0,0313

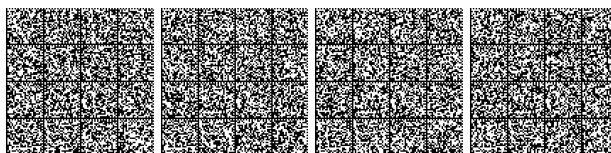
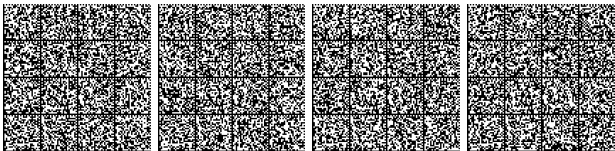



Tabella 8: Ammontare della compensazione per i clienti domestici in stato di disagio economico, di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 (€/anno per punto di riconsegna)

	Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/anno per punto di riconsegna)	**2009**					**2010**				
		Zona climatica (z)					**Zona climatica (z)**				
		A/B	**C**	**D**	**E**	**F**	**A/B**	**C**	**D**	**E**	**F**
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)											
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	25	25	25	25	25	26	26	26	26	26
u=R	Riscaldamento	35	50	75	100	135	36	52	77	103	138
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	60	75	100	125	160	62	77	103	128	164
Famiglie oltre a 4 componenti (j=2)											
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	40	40	40	40	40	41	41	41	41	41
u=R	Riscaldamento	45	70	105	140	190	46	72	108	143	195
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	85	110	145	180	230	87	113	149	184	235

10A01368

DELIBERAZIONE 14 dicembre 2009.

Aggiornamento del codice di rete tipo del servizio di distribuzione gas, ai sensi dell'articolo 3, comma 4 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/2004. (Deliberazione n. ARG/gas 193/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

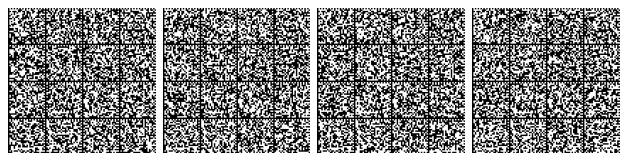
Nella riunione del 14 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- l'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 18 marzo 2004, n. 40/04 (di seguito: deliberazione n. 40/04) e sue successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 138/04 (di seguito: deliberazione n. 138/04) e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 168/04 (di seguito: deliberazione n. 168/04) e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 6 settembre 2005, n. 185/05 (di seguito: deliberazione n. 185/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06 (di seguito: deliberazione n. 108/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 294/06 (di seguito: deliberazione n. 294/06) e sue successive modiche ed integrazioni;
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 17 gennaio 2007, n. 2/07 (di seguito: determinazione n. 2/07);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 10/07 (di seguito: deliberazione 10/07) e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2007, n. 17/07 (di seguito: deliberazione 17/07) e sue successive modiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07 (di seguito: deliberazione 157/07) e sue successive modiche ed integrazioni;
- la deliberazione del 2 ottobre 2007, n. 247/07 (di seguito: deliberazione n. 247/07);
- la deliberazione del 14 dicembre 2007, n. 324/07 (di seguito: deliberazione n. 324/07);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08 (di seguito: ARG/gas 120/08) e sue successive modiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: ARG/gas 159/08) e sue successive modiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 (di seguito: deliberazione ARG/com 164/08) e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2008, ARG/gas 185/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 185/08);

- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2008, ARG/gas 197/08 (di seguito: ARG/gas 197/08);
- la deliberazione dell'Autorità 26 maggio 2009, ARG/gas 62/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 62/09);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 (di seguito: ARG/gas 64/09) e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 5 giugno 2009, ARG/gas 69/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 69/09);
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 88/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2009, ARG/gas 105/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 105/09);
- la deliberazione dell'Autorità 4 settembre 2009, ARG/gas 119/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 119/09);
- la deliberazione dell'Autorità 21 settembre 2009, ARG/gas 128/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 128/09).

Considerato che:

- l'Autorità, ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, con la deliberazione n. 138/04 ha definito i criteri di libero accesso al servizio di distribuzione del gas naturale, sulla base dei quali le imprese di distribuzione sono tenute a predisporre i propri codici di rete;
- l'articolo 3, comma 1 della deliberazione n. 138/04 prevede che l'Autorità, ad integrazione dei criteri definiti dalla medesima deliberazione, definisca un codice di rete tipo, in esito ad un procedimento che coinvolga, ove possibile, anche le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, anche mediante gruppi di lavoro, da avviare e disciplinare con successivo provvedimento del Direttore generale dell'Autorità;
- con la deliberazione n. 108/06 l'Autorità ha approvato il codice di rete tipo per il servizio di distribuzione gas;
- l'articolo 3, comma 4 della deliberazione n. 138/04 prevede che l'Autorità approvi con cadenza di norma annuale gli aggiornamenti del codice di rete tipo, che integrano di diritto i codici di rete adottati dalle imprese ai sensi del comma 3.2, lettera a), ivi inclusi quelli contenenti clausole specifiche approvate dall'Autorità ai sensi del comma 3.3;
- la determinazione n. 2/07 ha istituito il gruppo di lavoro per l'elaborazione di proposte finalizzate all'aggiornamento del codice di rete tipo, composto, oltre che da funzionari dell'Autorità, da rappresentanti delle associazioni degli operatori;
- nel corso dell'attività del gruppo di lavoro sono emerse, anche in relazione all'attività di impulso degli uffici dell'Autorità, proposte di modifica ed integrazione del codice di rete tipo, sottoposte a consultazione, riguardanti la necessità di recepire nel sopra citato codice i contenuti ed i riferimenti delle innovazioni provvedimentali, riguardanti in particolare:
    a) la razionalizzazione e standardizzazione dei flussi informativi tra imprese di distribuzione e venditori di gas naturale, al fine di stabilire, in

conformità a quanto previsto dalla deliberazione ARG/gas 294/06, le condizioni per un mercato sempre più competitivo, anche attraverso obblighi di maggiore trasparenza e tutela dei clienti finali;
b) i sistemi di gestione delle richieste provenienti dai soggetti interessati all'esecuzione delle prestazioni, in conformità alle disposizioni introdotte dalla deliberazione ARG/gas 120/08 in tema di sicurezza, qualità nei servizi di distribuzione e misura del gas;
c) le disposizioni in materia di responsabilità del servizio di misura intestate alle imprese di distribuzione, definite dalla deliberazione ARG/gas 159/08;
d) le modalità di correzione dei volumi di gas riconsegnato e gli obblighi di comunicazione relativi alla trasmissione del coefficiente di conversione dei volumi C mediante i documenti di fatturazione;
e) le disposizioni in materia di tariffe di distribuzione introdotte dalla deliberazione ARG/gas 159/08 relative all'utilizzo dell'anno solare in sostituzione dell'anno termico.

Considerato inoltre che:

- i soggetti interessati alla consultazione hanno evidenziato una sostanziale condivisione relativamente al contenuto delle proposte di modifica ed integrazione del codice di rete tipo sottoposte a consultazione;

Ritenuto che:

- sia opportuno, in accoglimento alle sopra citate proposte di modifica e integrazione del codice di rete tipo, prevedere che nel medesimo codice di rete tipo vengano:
  a) introdotti nell'elenco dei provvedimenti di cui al Capitolo 1 del codice gli opportuni riferimenti normativi;
  b) aggiornate le modalità ed i sistemi predisposti dalle imprese di distribuzione per lo scambio di informazioni tra le medesime imprese e i venditori di gas naturale, in conformità a quanto stabilito in tema di razionalizzazione e standardizzazione dei flussi informativi;
  c) aggiornati i riferimenti relativi ai sistemi di gestione delle richieste di prestazioni da parte dei venditori di gas naturale, in conformità a quanto stabilito dalle disposizioni in tema qualità commerciale, sicurezza e continuità, qualità del gas distribuito;
  d) eliminate le clausole relative all'esercizio della facoltà in capo ai venditori di gas naturale di eseguire l'attività di lettura presso i punti di riconsegna, ed introdotti i riferimenti alle modalità di scambio delle informazioni tra i soggetti coinvolti nelle attività di misura, in conformità al vigente quadro provvedimentale;
  e) introdotti i riferimenti e le modalità di utilizzo del coefficiente di conversione dei volumi C da parte delle imprese di distribuzione e gli obblighi relativi all'inserimento di detto coefficiente nei documenti di fatturazione relativi al servizio di distribuzione;

f) introdotti i riferimenti all'anno solare in sostituzione dell'anno termico, relativamente all'azzeramento degli scaglioni tariffari e dei progressivi dei consumi relativi ai punti di riconsegna

DELIBERA

1. di approvare le modifiche ed integrazioni al codice di rete tipo per il servizio di distribuzione gas riportate nell'*Allegato A* alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it), il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del codice di rete tipo per il servizio di distribuzione gas, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Avverso il presente provvedimento può essere proposto ricorso davanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, ai sensi dell'articolo 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, entro il termine di 60 (sessanta) giorni dalla data di notifica del medesimo provvedimento.

Milano, 14 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

MODIFICHE E INTEGRAZIONI AL CODICE DI RETE TIPO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

a) Nel **Glossario**:

- la definizione "*Anno Termico* è il periodo che intercorre tra l'1 ottobre di ogni anno e il 30 settembre dell'anno successivo." è sostituita dalla seguente "*Anno termico* è il periodo che intercorre tra il giorno 1 ottobre di ogni anno e il giorno 30 settembre dell'anno successivo.";
- il termine "*Potere calorifico superiore effettivo (PCS)*" è sostituito dal termine "*Potere calorifico superiore (PCS)*";
- la definizione di "*Verifica di funzionamento del Gruppo di misura (o verifica del Gruppo di misura* è l'accertamento del corretto funzionamento del contatore di gas con riferimento a quanto previsto dalla normativa tecnica vigente emanata dall'UNI." è sostituita dalla seguente: "*Verifica di funzionamento del Gruppo di misura (o verifica del Gruppo di misura* è l'accertamento del corretto funzionamento del contatore di gas con riferimento a quanto previsto dalla normativa tecnica vigente emanata dall'UNI ed ai valori di tolleranza previsti dalla normativa metrologica vigente.".

b) Al **paragrafo 1.4.**:
sono eliminate dall'elenco le seguenti deliberazioni:

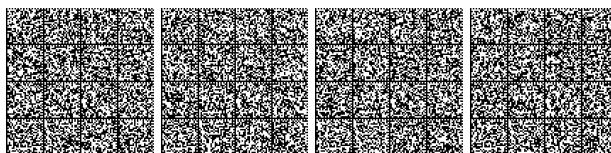
"*Deliberazione n. 184/01*
Adozione di direttiva concernente il riconoscimento ai clienti idonei della facoltà di recesso nei contratti di fornitura di gas naturale.

Deliberazione n. 311/01
Direttiva per le separazioni contabile e amministrativa per i soggetti giuridici che operano nel settore del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione.";
nell'elenco le parole "Deliberazione n. 229/01" sono sostituite da: "Deliberazione n. 229/01 (e successive modifiche ed integrazioni)";
nell'elenco le parole "Deliberazione n. 17/07" sono sostituite da: "Deliberazione n. 17/07 e successive modifiche ed integrazioni)";

sono aggiunte nell'elenco le seguenti deliberazioni:

"*Deliberazione n. 294/06 (e successive modifiche ed integrazioni)*
Disposizioni in materia di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore del gas ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere g) ed h), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

"*Deliberazione n. 10/07 (e successive modifiche ed integrazioni)*
Procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per i clienti finali di gas naturale ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.

Deliberazione n. 144/07 (e successive modifiche ed integrazioni)
Disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Deliberazione n. 157/07 (e successive modifiche ed integrazioni)
Disciplina in materia di accesso ai dati di base per la formulazione di proposte commerciali inerenti la fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale.

Deliberazione ARG/gas 120/08 (e successive modifiche e integrazioni)
Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte I "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG)".

Deliberazione ARG/gas 159/08 (e successive modifiche ed integrazioni)
Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG): approvazione della Parte II "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG). Disposizioni transitorie per l'anno 2009.

Deliberazione ARG/com 164/08 (e successive modifiche ed integrazioni)
Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale.

Deliberazione ARG/gas 185/08

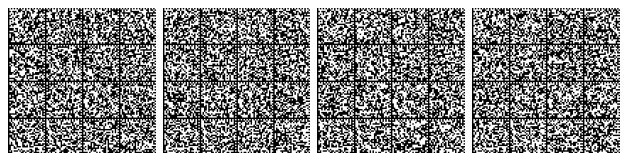
Modifiche ed integrazioni alle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in tema di standard di comunicazione tra i soggetti operanti nel settore gas naturale emanate con la deliberazione 18 dicembre 2006, n. 294/06 ed approvazione delle Istruzione Operative in tema di standard di comunicazione.

Deliberazione ARG/gas 62/09
Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di allocazione dei quantitativi gas tra gli utenti del sistema gas e proroga dei termini previsti dall'articolo 29 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04.

Deliberazione ARG/gas 64/09 (e successive modifiche ed integrazioni)
Approvazione del testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuito a mezzo di reti urbane (TIVG).

Deliberazione ARG/gas 69/09
Disposizioni urgenti in materia di servizio di misura dei punti di riconsegna di gas naturale a partire dal 1° luglio 2009 (modificazione degli allegati alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e alle deliberazioni n. 138/04, 229/01 e 126/04).

Deliberazione ARG/gas 79/09
Approvazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2009 e avvio di una indagine conoscitiva finalizzata alla verifica dei dati trasmessi dalle imprese per la determinazione delle tariffe di riferimento.

Deliberazione ARG/com 80/09
Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2009 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas.

Deliberazione ARG/gas 88/09
Modalità applicative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, definite ai sensi del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio2009, n. 2.

Deliberazione ARG/gas 105/09
Disposizioni in materia di archiviazione e trattamento dati dei punti di riconsegna e determinazione del potere calorifico superiore convenzionale (P) da parte delle imprese di distribuzione del gas (Modifiche alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 luglio 2004, n. 138/04 e 18 gennaio 2007, n. 10/07)

Deliberazione ARG/gas 119/09

Criteri per l'effettuazione delle procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010.".

c) Al **paragrafo 3.1.**:
il secondo capoverso: "Fermo restando quanto previsto dalla deliberazione n. 168/04, fanno parte del servizio principale le seguenti prestazioni:"
è sostituito dal seguente:
"Fermo restando quanto previsto dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG), fanno parte del servizio principale le seguenti prestazioni:";

il testo della lettera *h)*: "misura del gas ai Punti di Consegna secondo quanto indicato al Capitolo 11"

è sostituito dal seguente:

"misura del gas ai Punti di Consegna e ai Punti di Riconsegna secondo quanto indicato al Capitolo 11 e secondo le frequenze di cui all'articolo 14 della deliberazione ARG/gas 64/09 e s.m.i. (TIVG)";

il testo della lettera *i)*: "attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione nei casi di sospensione dell'erogazione del servizio di cui al comma 1 dell'art 17 della deliberazione n. 138/04, con ripartizione dei costi della materia prima tra gli Utenti interessati"

è sostituito dal seguente:

"attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione nei casi di sospensione dell'erogazione del servizio di cui al comma 1 dell'art 17 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i., con ripartizione dei costi della materia prima tra gli Utenti interessati";

il testo della lettera *k)*: "accesso per sostituzione nella fornitura a Clienti finali (switch), ad esclusione dell'attività di cui al punto *m)* del paragrafo successivo, secondo quanto indicato al Capitolo 5 e al Capitolo 8"

è sostituito dal seguente:

"accesso per sostituzione nella fornitura a Clienti finali (switching), secondo quanto indicato al Capitolo 5 e al Capitolo 8";

il testo della lettera *l)*: "ogni altra attività prevista dalle deliberazioni n. 152/03, n. 40/04 e n. 168/04 per la quale non sia espressamente previsto nelle deliberazioni stesse uno specifico corrispettivo e/o non sia indicata ai successivi paragrafi 3.2 e 3.3"

è sostituito dal seguente:

"ogni altra attività prevista dalle deliberazioni n. 152/03, n. 40/04 e s.m.i., n. 168/04 e s.m.i., n. 10/07 e s.m.i., n. 157/07 e s.m.i., ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG), ARG/gas 159/08 e s.m.i. (RTDG), ARG/gas 88/09, ARG/gas 119/09, per la quale non sia espressamente previsto nelle deliberazioni stesse uno specifico corrispettivo e/o non sia indicata ai successivi paragrafi 3.2 e 3.3.";
il penultimo capoverso "per i quali deve essere comunque garantito quanto previsto dalla deliberazione n. 168/04 e dai capitoli 15, 16, 17, 18"
è sostituito dal seguente:
"per i quali deve essere comunque garantito quanto previsto dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG) e dai capitoli 15, 16, 17, 18.";

d) Al **paragrafo 3.2.**:
il primo capoverso "L'Impresa di distribuzione fornisce le seguenti prestazioni accessorie al servizio principale di cui al paragrafo 3.1, come definito dalla deliberazione n. 168/04:"
è sostituito dal seguente:
"L'Impresa di distribuzione fornisce le seguenti prestazioni accessorie al servizio principale di cui al paragrafo 3.1, come definito dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG):";

il testo della lettera *k)*: "manutenzione periodica e verifica metrologica dei Correttori dei volumi installati presso i Punti di Riconsegna, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 237/00;"
è sostituito dal seguente:

"manutenzione periodica e verifica metrologica dei Correttori dei volumi installati presso i Punti di Riconsegna, ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 237/00 e s.m.i.;";
il secondo capoverso "Fermo restando quanto previsto dalla deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni in materia di preventivazione ed esecuzione di lavori e di remunerazione delle prestazioni di verifica del Gruppo di misura e della pressione di fornitura, le prestazioni sopra elencate, ad eccezione di quella di cui ai punti *k)* e *j),* sono rese dall'Impresa di distribuzione su apposita richiesta del soggetto interessato. Le prestazioni di cui ai punti *j)* e *k)* sono anche rese dall'Impresa di distribuzione di propria iniziativa secondo quanto indicato ai paragrafi 8.2.8 e 8.2.9."
è sostituito dal seguente:
"Fermo restando quanto previsto dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG) in materia di preventivazione ed esecuzione di lavori e di remunerazione delle prestazioni di verifica del Gruppo di misura e della pressione di fornitura, le prestazioni sopra elencate, ad eccezione di quella di cui ai punti *k)* e *j),* sono rese dall'Impresa di distribuzione su apposita richiesta del soggetto interessato. Le prestazioni di cui ai punti *j)* e *k)* sono anche rese dall'Impresa di distribuzione di propria iniziativa secondo quanto indicato ai paragrafi 8.2.8 e 8.2.9.";

sono eliminati il quinto, il sesto e l'ultimo capoverso: "L'Impresa di distribuzione esegue altresì, come disposto dalla deliberazione n. 311/01, e secondo quanto indicato al Capitolo 11, la:

m) lettura dei Gruppi di misura installati presso i Punti di Riconsegna e gestione dei dati.

Anche tale servizio è effettuato dietro versamento dei corrispettivi sulla base del prezzario di cui sopra.
Le condizioni economiche relative all'attività di lettura dei consumi e di gestione dei dati di consumo rimangono valide sino all'adozione da parte dell'Autorità del provvedimento di cui all'articolo 25 della deliberazione n. 138/04, se non ingiustificatamente gravosi ai sensi dell'articolo 3 della Legge 10 ottobre 1990 n. 287.".

e) Al **paragrafo 3.3.**:

al secondo alinea, dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.".

f) Il **paragrafo 4.1.1.**: "L'Impresa di distribuzione gestisce le interazioni con gli Utenti attraverso almeno i seguenti canali di comunicazione:

- fax;
- e-mail;
- posta.

A tal fine l'Impresa di distribuzione rende disponibili all'Utente il numero di fax, l'indirizzo di posta elettronica e l'indirizzo di posta ai quali è possibile indirizzare le richieste comunicandone le eventuali variazioni.
L'Impresa di distribuzione rende inoltre disponibili i modelli e le relative modalità di comunicazione che dovranno essere utilizzati per lo scambio delle informazioni.
Qualora l'Impresa di distribuzione non renda disponibili i modelli e le relative modalità di comunicazione, dovrà garantire la ricevibilità delle informazioni su formati definiti dall'Utente.
L'Utente, corrispondentemente, dovrà indicare all'Impresa di distribuzione il numero di fax, l'indirizzo di posta elettronica e l'indirizzo di posta cui far pervenire le comunicazioni segnalando le eventuali variazioni."
è sostituito dal seguente:
"L'Impresa di distribuzione, ferme restando le previsioni contenute nella deliberazione n. 294/06 e s.m.i., gestisce le interazioni con gli Utenti riguardanti le prestazioni non comprese nell'ambito di applicazione della predetta deliberazione attraverso posta elettronica certificata.
L'Impresa di distribuzione rende comunque disponibili ai medesimi Utenti il numero di fax, l'indirizzo di posta elettronica e l'indirizzo di posta ai quali è possibile indirizzare le richieste comunicandone le eventuali variazioni.
L'Impresa di distribuzione rende inoltre disponibili i modelli e le relative modalità di comunicazione, di facile fruizione per gli Utenti, che dovranno essere utilizzati per lo scambio delle informazioni, per quanto non espressamente definito negli standard di comunicazione.
Qualora l'Impresa di distribuzione non renda disponibili i modelli e le relative modalità di comunicazione, dovrà garantire la ricevibilità delle informazioni su formati definiti dall'Utente.
L'Utente, corrispondentemente, dovrà indicare all'Impresa di distribuzione il numero di fax, l'indirizzo di posta elettronica e l'indirizzo di posta cui far pervenire le comunicazioni segnalando le eventuali variazioni.".

g) Al **paragrafo 4.2.**:
al secondo capoverso, dopo le parole “deliberazione n. 138/04” si aggiunge “e s.m.i.”;
l’ultimo capoverso “Dopo l’attribuzione e la messa a disposizione del codice, tutte le comunicazioni fra Distributore e Utente lo utilizzeranno come elemento identificativo del Punto di Riconsegna al quale si riferiscono.”
è sostituito dal seguente:
“Dopo l’attribuzione e la messa a disposizione del codice, tutte le comunicazioni fra Impresa di distribuzione e Utente lo utilizzeranno come elemento identificativo del Punto di Riconsegna al quale si riferiscono.”.

h) Al **paragrafo 4.3.**:
al primo capoverso, dopo le parole “deliberazione n. 138/04” si aggiunge “e s.m.i.”;
l’ultimo capoverso “In questi casi la programmazione operativa avviene in accordo con l’ente concedente, previa verifica delle priorità d’intervento ed in sintonia con i piani di sviluppo degli Impianti di distribuzione gestiti, fatto salvo quanto disposto dalla deliberazione dell’Autorità n. 168/04.”
è sostituito dal seguente:
“In questi casi la programmazione operativa avviene in accordo con l’ente concedente, previa verifica delle priorità d’intervento ed in sintonia con i piani di sviluppo degli Impianti di distribuzione gestiti, fatto salvo quanto disposto dalle deliberazioni dell’Autorità n. 168/04 e s.m.i e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).”.

i) Al **paragrafo 4.4.**:

al primo capoverso, dopo le parole “deliberazione n. 138/04” si aggiunge “e s.m.i.”;

all’ultimo capoverso le parole “anno termico” sono sostituite dalle parole “Anno termico”.

j) Il **paragrafo 5.1.1.**:
“La Richiesta di Accesso presso uno o più Punti di riconsegna presentata dall’Utente, deve essere formalizzata in accordo a quanto previsto agli articoli 13 e 14 della deliberazione n. 138/04 e successive modificazioni e integrazioni.
La documentazione di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) dell’articolo 13, comma 3, della deliberazione n. 138/04 deve essere inviata all’Impresa di distribuzione in formato cartaceo tramite raccomandata A/R o con analoga modalità. La stessa documentazione può essere anticipata via fax o posta elettronica.”
è sostituito dal seguente:
“La Richiesta di Accesso presso uno o più Punti di riconsegna presentata dall’Utente, deve essere formalizzata in accordo a quanto previsto agli articoli 13 e 14 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i..
La documentazione di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) dell’articolo 13, comma 3, della deliberazione 138/04 e s.m.i. deve essere inviata all’Impresa di distribuzione utilizzando prioritariamente posta elettronica certificata e, solo in subordine, in formato cartaceo tramite raccomandata con avviso di ricevimento; la stessa documentazione può essere anticipata via fax o posta elettronica.”.

k) Il **paragrafo 5.2.1.**
"L'Impresa di distribuzione consente l'accesso per attivazione della fornitura presso i Punti di riconsegna e avvia l'attivazione degli stessi in accordo a quanto previsto all'articolo 13 della deliberazione n. 138/04 ed inoltre dalle deliberazioni n. 168/04 e n. 40/04 e successive modificazioni ed integrazioni.
I requisiti da parte dell'Utente per l'accesso al servizio di distribuzione e i dati caratterizzanti i Punti di Riconsegna ai fini dell'accesso sono quelli previsti all'articolo 13 della deliberazione n. 138/04.
La determinazione del Massimo prelievo orario contrattuale avviene utilizzando il dato di potenzialità massima richiesta dal Cliente finale secondo quanto indicato dall'Impresa di distribuzione anche sul proprio sito."
è sostituito dal seguente:
"L'Impresa di distribuzione consente l'accesso per attivazione della fornitura presso i Punti di riconsegna e avvia l'attivazione degli stessi in accordo a quanto previsto all'articolo 13 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i. ed inoltre dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i., n. 40/04 e s.m.i., e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).
I requisiti da parte dell'Utente per l'accesso al servizio di distribuzione e i dati caratterizzanti i Punti di Riconsegna ai fini dell'accesso sono quelli previsti all'articolo 13 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i..
La determinazione del Massimo prelievo orario contrattuale avviene utilizzando il dato di potenzialità massima richiesta dal Cliente finale secondo quanto indicato dall'Impresa di distribuzione anche sul proprio sito.".

l) Al **paragrafo 5.2.2.**, al primo e al secondo capoverso, dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.".

m) Il **paragrafo 8.1.1.**:
"In questa fase l'Impresa di distribuzione verifica l'ammissibilità della richiesta sulla base:
a) – dei diritti del richiedente.
In presenza di un Contratto di fornitura di gas stipulato da un Cliente finale:

- le prestazioni regolate dalla Parte III del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni;

e

- le verifiche delle letture dei consumi e tutte le prestazioni non comprese nel precedente punto con esclusione di quelle regolate dalla Parte II del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni;

relative al Punto di Riconsegna al quale si riferisce il Contratto stesso, vengono inoltrate all'Impresa di distribuzione esclusivamente tramite l'Utente del servizio di distribuzione che fornisce direttamente o indirettamente il Punto di Riconsegna, fatto salvo quanto previsto dalla deliberazione 168/04 stessa relativamente ai reclami scritti e alle richieste scritte di informazioni relative al servizio di distribuzione.
In assenza di un Contratto di fornitura stipulato da un Cliente finale, quest'ultimo o altri soggetti che intendano ottenere l'esecuzione di lavori, può richiedere direttamente all'Impresa di distribuzione:

- la preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici o complessi;
- l'esecuzione di lavori semplici o complessi.

b) – della completezza della richiesta
Per ciascun tipo di richiesta, ferme restando le regole per il computo dei tempi di effettuazione delle prestazioni definite dalla Parte III del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni, l'Impresa di distribuzione verifica che la richiesta sia completa delle informazioni stabilite dalle deliberazioni dell'Autorità laddove previsto e di quanto indicato nelle istruzioni di compilazione degli eventuali moduli resi disponibili dall'Impresa stessa, così come previsto al paragrafo 4.1.1.

c) – della situazione tecnica ed amministrativa del Punto di Riconsegna al quale si riferisce la richiesta.
L'Impresa di distribuzione effettua controlli sull'ammissibilità della richiesta in funzione dello stato fisico del Punto di Riconsegna e della situazione amministrativa (ad esempio verifica che il richiedente sia contrattualmente abbinato al Punto di Riconsegna a cui si riferisce la richiesta)."
è sostituito dal seguente:
"In questa fase l'Impresa di distribuzione verifica l'ammissibilità della richiesta sulla base:
a) – dei diritti del richiedente.
In presenza di un Contratto di fornitura di gas stipulato da un Cliente finale:

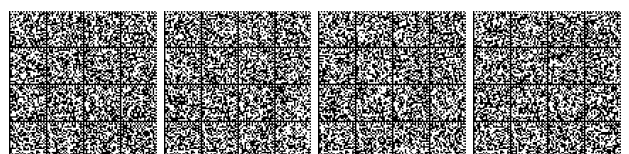
- le prestazioni regolate dalla Sezione III del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e s.m.i. e dalla Sezione III della RQDG di cui alla deliberazione ARG/gas 120/08 e s.m.i.;

e

- le verifiche delle letture dei consumi e tutte le prestazioni non comprese nel precedente punto con esclusione di quelle regolate dalla Sezione II del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e s.m.i. e dalla Sezione II della RQDG di cui alla diliberazione e ARG/gas 120/08 e s.m.i.;

relative al Punto di Riconsegna al quale si riferisce il Contratto stesso, vengono inoltrate all'Impresa di distribuzione esclusivamente tramite l'Utente del servizio di distribuzione che fornisce direttamente o indirettamente il Punto di Riconsegna, fatto salvo quanto previsto dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG) relativamente ai reclami scritti e alle richieste scritte di informazioni relative al servizio di distribuzione.
In assenza di un Contratto di fornitura stipulato da un Cliente finale, quest'ultimo o altri soggetti che intendano ottenere l'esecuzione di lavori, può richiedere direttamente all'Impresa di distribuzione:

- la preventivazione per l'esecuzione di lavori semplici o complessi;
- l'esecuzione di lavori semplici o complessi.

b) – della completezza della richiesta
Per ciascun tipo di richiesta, ferme restando le regole per il computo dei tempi di effettuazione delle prestazioni definite dalla Sezione III del Testo integrato della qualità dei servizi gas di cui alla deliberazione n. 168/04 e s.m.i. e dalla Sezione III della RQDG di cui alla deliberazione ARG/gas 120/08 e s.m.i., l'Impresa di distribuzione verifica che

la richiesta sia completa delle informazioni stabilite dalle deliberazioni dell'Autorità laddove previsto e di quanto indicato nelle istruzioni di compilazione degli eventuali moduli resi disponibili dall'Impresa stessa, così come previsto al paragrafo 4.1.1.

c) – della situazione tecnica ed amministrativa del Punto di Riconsegna al quale si riferisce la richiesta.
L'Impresa di distribuzione effettua controlli sull'ammissibilità della richiesta in funzione dello stato fisico del Punto di Riconsegna e della situazione amministrativa (ad esempio verifica che il richiedente sia contrattualmente abbinato al Punto di Riconsegna a cui si riferisce la richiesta).".

n) Nel **paragrafo 8.2.**:

nel primo capoverso, all'undicesimo alinea dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i." e al tredicesimo alinea dopo le parole "deliberazione n. 237/00" si aggiunge "e s.m.i.";
l'ultimo capoverso "Per il computo dei tempi di esecuzione di tutte le prestazioni valgono le regole previste nella deliberazione n. 168/04 art. 48.8, lettera c)."
è sostituito dal seguente:
"Per il computo dei tempi di esecuzione di tutte le prestazioni valgono le regole previste nella deliberazione n. 168/04 e s.m.i., e nella deliberazione ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).".

o) Il titolo del **paragrafo 8.2.1.**:

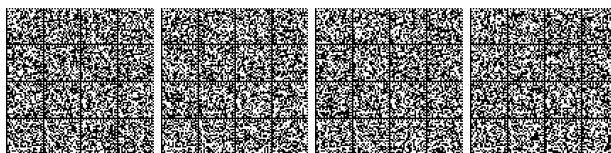
"**8.2.1. Prestazioni erogate ai sensi delle deliberazioni n. 40/04 e n. 168/04**"

è sostituito dal seguente:

"**8.2.1. Prestazioni erogate ai sensi delle deliberazioni n. 40/04 e s.m.i., n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08**";

il **paragrafo 8.2.1.**:
"L'Impresa di distribuzione eroga le prestazioni:

- Esecuzione di lavori semplici;
- Esecuzione di lavori complessi;
- Attivazione della fornitura;
- Verifica del Gruppo di misura su richiesta del Cliente finale;
- Verifica della pressione di fornitura su richiesta del Cliente finale;
- Disattivazione della fornitura su richiesta del Cliente finale;
- Riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità,

secondo le modalità e nel rispetto dei tempi previsti dalle deliberazioni n. 40/04 e 168/04 e del contenuto del presente Codice di rete della distribuzione."

è sostituito dal seguente:

"L'Impresa di distribuzione eroga le prestazioni:

- Esecuzione di lavori semplici;
- Esecuzione di lavori complessi;
- Attivazione della fornitura;
- Verifica del Gruppo di misura su richiesta del Cliente finale;
- Verifica della pressione di fornitura su richiesta del Cliente finale;
- Disattivazione della fornitura su richiesta del Cliente finale;
- Riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità,

secondo le modalità e nel rispetto dei tempi previsti dalle deliberazioni n. 40/04 e s.m.i., n.168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG) e del contenuto del presente Codice di rete";
p) Al **paragrafo 8.2.3.2.**, primo capoverso, dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.";
q) Il **paragrafo 8.2.4.** "A seguito dell'intervento di cui al punto 8.2.3.1, l'Impresa di distribu-zione fornisce la prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, su richiesta dell'Utente, secondo le modalità e nel rispetto dei tempi previsti dalla deliberazione n. 168/04; nei casi di riattivazione a seguito di cessata morosità rimangono inalterati i dati contrattuali caratterizzanti il rapporto contrattuale in vigore al momento dell'esecuzione dell'intervento di cui al punto 8.2.3.1."
è sostituito dal seguente:
"A seguito dell'intervento di cui al punto 8.2.3.1, l'Impresa di distribuzione fornisce la prestazione di riattivazione della fornitura a seguito di sospensione per morosità, su richiesta dell'Utente, secondo le modalità e nel rispetto dei tempi previsti dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i.; nei casi di riattivazione a seguito di cessata morosità rimangono inalterati i dati contrattuali caratterizzanti il rapporto contrattuale in vigore al momento dell'esecuzione dell'intervento di cui al punto 8.2.3.1.".

r) Il **paragrafo 8.2.5.**:
"L'Utente può richiedere la riapertura del Punto di Riconsegna nel caso in cui l'alimentazione sia stata precedentemente sospesa dall'Impresa di distribuzione mediante la chiusura del Gruppo di misura o con un intervento equivalente per cause riconducibili all'Impianto del Cliente finale, senza che questa circostanza abbia determinato la cessazione amministrativa del rapporto contrattuale in essere. Tale prestazione potrà essere richiesta una volta rimossi gli inconvenienti riguardanti l'Impianto del Cliente finale che hanno determinato la sospensione dell'alimentazione. L'Impresa di distribuzione provvede ad eseguire la prestazione in tempi corrispondenti a quelli previsti per l'attivazione della fornitura ed indicati nella deliberazione n. 168/04 ed, eventualmente ove necessario, previa acquisizione della documentazione prevista dalla deliberazione n. 40/04."
è sostituito dal seguente:
"L'Utente può richiedere la riapertura del Punto di Riconsegna nel caso in cui l'alimentazione sia stata precedentemente sospesa dall'Impresa di distribuzione

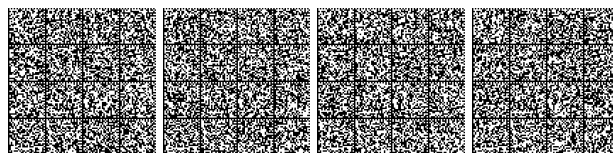
mediante la chiusura del Gruppo di misura o con un intervento equivalente per cause riconducibili all'Impianto del Cliente finale, senza che questa circostanza abbia determinato la cessazione amministrativa del rapporto contrattuale in essere con l'Utente, ad eccezione dei casi in cui provvedimenti dell'Autorità prevedano espressamente che tale richiesta debba essere avanzata direttamente dal Cliente finale. Tale prestazione potrà essere richiesta quando siano stati rimossi gli inconvenienti riguardanti l'Impianto del Cliente finale che hanno determinato la sospensione dell'alimentazione. L'Impresa di distribuzione provvede ad eseguire la prestazione in tempi corrispondenti a quelli previsti per l'attivazione della fornitura ed indicati nelle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG) ed, eventualmente ove necessario, previa acquisizione della documentazione prevista dalla deliberazione n. 40/04 e s.m.i.".

s) Il **paragrafo 8.2.6.**:
"L'Utente che intenda accedere ad uno o più Punti di Riconsegna precedentemente forniti da altri Utenti, deve inoltrare una richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura a Clienti finali secondo quanto indicato all'articolo 14 della deliberazione n. 138/04.
Le letture per l'avvio del servizio di distribuzione verso i Punti di Riconsegna oggetto di sostituzione nella fornitura verranno eseguite secondo le modalità e nei tempi previsti dall'articolo 15 della deliberazione n. 138/04.
Nel caso in cui l'Utente che si sostituisce nella fornitura si avvalga, secondo quanto indicato al paragrafo 11.3.1., della facoltà di eseguire in proprio le letture di sostituzione della fornitura:

- le letture devono essere effettuate nello stesso intervallo temporale di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 138/04;
- i dati di lettura devono essere trasmessi all'Impresa di distribuzione, unitamente alla data di rilevazione, entro 3 giorni lavorativi successivi alla data di decorrenza della sostituzione di fornitura e di avvio del servizio di distribuzione mediante i sistemi ed i formati definiti dall'Impresa di distribuzione in accordo a quanto previsto nel Capitolo 4;
- le letture di sostituzione della fornitura, trasmesse dall'Utente all'Impresa di distribuzione, devono essere esclusivamente letture effettive o autoletture.

Qualora l'Impresa di distribuzione non riceva il dato di lettura nei termini sopra indicati, a causa dell'impossibilità di rilevare il dato o per letture rilevate successivamente all'intervallo di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 138/04, la lettura di sostituzione della fornitura è determinata dall'Impresa di distribuzione sulla base dei Profili di prelievo associati ai singoli Punti di Riconsegna.

- Nel caso in cui l'Utente subentrante non abbia esercitato la facoltà di volere eseguire in proprio le letture ai sensi del comma 4.9 della deliberazione n. 311/01, l'Impresa di distribuzione per i Punti di Riconsegna per i quali non sia stato possibile, per cause indipendenti dalla propria volontà, rilevare le letture, provvede a stimare le stesse, che verranno con-siderate a tutti gli effetti come letture effettive.

L'Utente subentrante, alla data della sostituzione nella fornitura, si sostituisce all'Utente uscente nel rapporto contrattuale con l'Impresa di distribuzione; pertanto l'Impresa

stessa invierà entro 30 giorni dalla data di decorrenza della sostituzione nella fornitura all'Utente subentrante, per ciascun Punto di Riconsegna, i dati tecnici e contrattuali caratterizzanti la riconsegna del gas nonché il progressivo dei volumi annui prelevati e la letture di avvio del servizio di distribuzione in accordo a quanto previsto nell'articolo 14 della deliberazione n. 138/04.
Il dato di lettura corrispondente alla data dell'accesso per sostituzione nella fornitura verrà inviato, entro 15 giorni, anche all'Utente sostituito.
L'Utente sostituito può richiedere all'Impresa di distribuzione, entro 30 giorni dalla data di ricevimento della lettura di sostituzione nella fornitura al Cliente finale, la verifica della lettura effettiva di sostituzione con spese a carico della parte soccombente e contestuale rettifica dei dati in caso di accertata non verosimiglianza della lettura originaria."

è sostituito dal seguente:

"L'Utente che intenda accedere ad uno o più Punti di Riconsegna precedentemente forniti da altri Utenti, deve inoltrare una richiesta di accesso per sostituzione nella fornitura a Clienti finali secondo quanto indicato all'articolo 14 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i..
Le letture per l'avvio del servizio di distribuzione verso i Punti di Riconsegna oggetto di sostituzione nella fornitura verranno eseguite secondo le modalità e nei tempi previsti dall'articolo 15 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i.
L'Impresa di distribuzione per i Punti di Riconsegna per i quali non sia stato possibile, per cause indipendenti dalla propria volontà, rilevare le letture, provvede a stimare le stesse, che verranno considerate a tutti gli effetti come letture effettive.
L'Utente subentrante, alla data della sostituzione nella fornitura, si sostituisce all'Utente uscente nel rapporto contrattuale con l'Impresa di distribuzione; pertanto l'Impresa stessa invierà entro 30 (trenta) giorni dalla data di decorrenza della sostituzione nella fornitura all'Utente subentrante, per ciascun Punto di Riconsegna, i dati tecnici e contrattuali caratterizzanti la riconsegna del gas nonché il progressivo dei volumi annui prelevati e la letture di avvio del servizio di distribuzione in accordo a quanto previsto nell'articolo 14 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i.
Il dato di lettura corrispondente alla data dell'accesso per sostituzione nella fornitura verrà inviato, entro 15 (quindici) giorni, anche all'Utente sostituito.
L'Utente sostituito può richiedere all'Impresa di distribuzione, entro 30 (trenta) giorni dalla data di ricevimento della lettura di sostituzione nella fornitura al Cliente finale, la verifica della lettura effettiva di sostituzione con spese a carico della parte soccombente e contestuale rettifica dei dati in caso di accertata non verosimiglianza della lettura originaria.".

u) Nel **paragrafo 8.2.6.1.**, al secondo capoverso, dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.";

v) Al **paragrafo 8.2.7.:**
il titolo "**8.2.7. Attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione nei casi di sospensione dell'erogazione del servizio di cui all'articolo 17, comma 1, della deliberazione n. 138/04**"

è sostituito dal seguente:

"**8.2.7. Attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione nei casi di sospensione dell'erogazione del servizio di cui all'articolo 17, comma 1, della deliberazione n. 138/04 e s.m.i.**";
al primo e al secondo capoverso dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.".

w) Al **paragrafo 8.2.9.:**
il titolo"**8.2.9. Manutenzione periodica e verifica metrologica dei Correttori di volume installati presso i Punti di Riconsegna ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 237/00**"

è sostituito dal seguente:

"**8.2.9. Manutenzione periodica e verifica metrologica dei Correttori di volume installati presso i Punti di Riconsegna ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 237/00 e s.m.i.**".

x) Il terzo capoverso del **paragrafo 9.2.1.**:
"Tutti i dati relativi ai prelievi di cui ai paragrafi successivi, in assenza di Gruppi di misura con Correttore dei volumi, saranno riportati in condizioni standard moltiplicandoli per un opportuno fattore di correzione corrispondente al:

- coefficiente di correzione dei volumi in riconsegna, determinato dall'Impresa di distribuzione con apposita metodologia in accordo con gli Utenti del servizio di distribuzione (in assenza di accordo verrà utilizzata la metodologia indicata nella relazione tecnica della deliberazione n. 237/00), per le riconsegne in Media pressione e per quelle in Bassa pressione con Contatore di classe non inferiore a G40;
- coefficiente "M" del Comune in cui sono ubicati i Punti di Riconsegna, definito dalla deliberazione n. 237/00, negli altri casi."

è sostituito dal seguente:
"Tutti i dati relativi ai prelievi di cui ai paragrafi successivi, in assenza di Gruppi di misura con Correttore dei volumi, saranno riportati in condizioni standard applicando il coefficiente di conversione C, calcolato come indicato dall'articolo 38 della deliberazione ARG/gas 159/08 e s.m.i. (RTDG) e trasmesso dall'Impresa di distribuzione agli Utenti secondo le modalità di cui alle deliberazioni n. 138/04 e s.m.i. e ARG/gas 69/09.".

y) Al **paragrafo 9.2.2.1.**, ultimo capoverso, dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.".

z) Nel **paragrafo 9.2.2.2.**:
al primo capoverso, la parola "anno" è sostituita dalla parola "Anno";
all'ultimo capoverso dopo le parole "deliberazione n. 138/04" si aggiunge "e s.m.i.".

aa) Al **paragrafo 9.3.**:
le dopo le parole “deliberazione n. 138/04” si aggiunge “e s.m.i.”.

bb) Al **paragrafo 10.2.**:
le dopo le parole “deliberazione n. 138/04” si aggiunge “e s.m.i.”.

cc) Il **paragrafo 11.3.**:
“Per tutti i Gruppi di misura gestiti dall’Impresa di distribuzione installati presso i Punti di Riconsegna dell’Impianto di distribuzione, l’Impresa di distribuzione è responsabile:

- della gestione e manutenzione nel rispetto delle normative tecniche vigenti predisposte da enti nazionali e internazionali;
- del corretto funzionamento.

Per tutti i Punti di Riconsegna, in relazione ai dati di misura, l’Impresa di distribuzione è responsabile anche della:

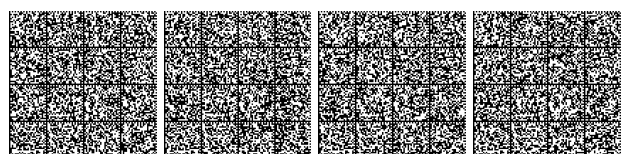
- rilevazione, messa a disposizione e trasmissione dei dati ai soggetti aventi diritto ovvero l’Utente a cui il Punto di Riconsegna è abbinato;
- accuratezza e correttezza dei dati nel rispetto delle normative tecniche vigenti predisposte da enti nazionali e internazionali;
- tempestività con cui gli stessi dati sono resi disponibili ai soggetti aventi diritto.

Tale responsabilità decade nel caso in cui l’Utente richieda espressamente che intenda esercitare la facoltà prevista dall’articolo 4, comma 9, della deliberazione n. 311/01 di non volersi avvalere dell’Impresa di distribuzione per lo svolgimento delle operazioni di lettura e di gestione dei dati di prelievo presso i Punti indicati nella relativa richiesta.
In ogni caso è fatto obbligo all’Utente di segnalare tempestivamente eventuali anomalie riguardanti il Gruppo di misura, qualora rilevate.
L’Impresa di distribuzione trasmette all’Utente i dati relativi alle letture effettuate o acquisite attraverso Autolettura o telemisura, non appena disponibili e comunque entro il terzo giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui sono state rilevate.”

è sostituito dal seguente:

“Per tutti i Gruppi di misura gestiti dall’Impresa di distribuzione installati presso i Punti di Riconsegna dell’Impianto di distribuzione, l’Impresa di distribuzione è responsabile:

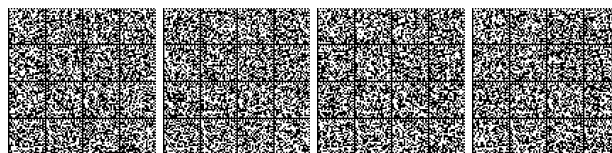
- della gestione e manutenzione nel rispetto delle normative tecniche vigenti predisposte da enti nazionali e internazionali;
- del corretto funzionamento.

Per tutti i Punti di Riconsegna, in relazione ai dati di misura, l’Impresa di distribuzione è responsabile anche della rilevazione, messa a disposizione, trasmissione e archiviazione dei dati ai soggetti aventi diritto ovvero l’Utente a cui il Punto di Riconsegna è abbinato.
È fatto obbligo all’Utente di segnalare tempestivamente eventuali anomalie riguardanti il Gruppo di misura, qualora rilevate.”.

dd) Il **paragrafo 11.3.1.**:
"Il quantitativo di gas riconsegnato sarà determinato attraverso:

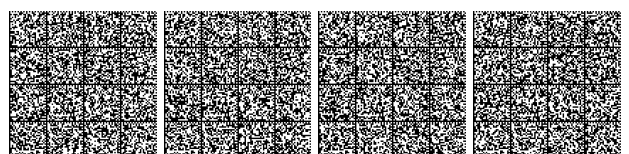
- le letture dei totalizzatori numerici dei Gruppi di misura installati presso i Punti di Riconsegna;
- sistemi automatici di teletrasmissione, ove presenti.

La determinazione delle quantità di gas riconsegnato presso un Punto di Riconsegna in cui è installato un Gruppo di misura integrato da Correttore di volumi avverrà tenendo conto dei valori indicati dal segnante del Correttore stesso.
Nel caso di mancato funzionamento di un Contatore o di un Correttore di volumi, le quantità riconsegnate saranno definite prendendo eventualmente come valori di riferimento quelli di analoghi periodi di consumo.
Per tutti i Punti di Riconsegna in Media pressione e per quelli in Bassa pressione con Contatore di classe non inferiore a G40, in assenza di Correttori di volumi i dati relativi ai prelievi saranno riportati in condizioni standard moltiplicandoli per un opportuno fattore di correzione corrispondente al coefficiente di correzione dei volumi, determinato dall'Impresa di distribuzione con apposita metodologia in accordo con gli Utenti del servizio di distribuzione (in assenza di accordo verrà utilizzata la metodologia indicata nella relazione tecnica della deliberazione n. 237/00).
L'Utente dovrà comunicare all'Impresa di distribuzione, per ciascun Punto di Riconsegna, la frequenza di lettura prevista nel Contratto di fornitura con il Cliente finale, ai sensi dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 126/04, o ai sensi della deliberazione n. 229/01, per quanto applicabile. In tale ipotesi, l'Utente si assume ogni e qualsiasi responsabilità nei confronti dell'Impresa di distribuzione manlevando espressamente la stessa da eventuali richieste risarcitorie formulate a qualunque titolo dal Cliente finale o da terzi.
Qualora l'Utente non provveda ad effettuare tale comunicazione, l'Impresa di distribuzione attribuisce a ciascun Punto di Riconsegna la frequenza di lettura prevista dalla deliberazione n. 229/01.
Nel caso in cui provveda alla lettura direttamente l'Utente, questo ultimo dovrà:

- comunicare all'Impresa di distribuzione, in forma scritta contestualmente alla richiesta di accesso, o successivamente con un preavviso di almeno 30 giorni, che intende esercitare la facoltà prevista dall'articolo 4, comma 9, della deliberazione n. 311/01 di non volersi avvalere dell'Impresa di distribuzione per lo svolgimento delle operazioni di lettura e di gestione dei dati di prelievo presso i Punti indicati nella relativa richiesta; tale opzione, una volta esercitata, non potrà essere modificata dal richiedente oltre il trentesimo giorno antecedente la decorrenza richiesta ed una volta efficace non potrà essere modificata per un periodo di 12 (dodici) mesi e con un preavviso non inferiore a 30 (trenta) giorni;
- effettuare la comunicazione della frequenza di lettura all'Impresa di distribuzione;
- trasmettere all'Impresa di distribuzione i dati relativi alle letture effettuate o acquisite attraverso Autolettura o telemisura, non appena disponibili e comunque entro il terzo giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui sono state rilevate.

In caso di mancata disponibilità del dato di lettura da parte del soggetto deputato a leggere il dato di prelievo, per cause derivanti da oggettiva inaccessibilità al Contatore/Gruppo di misura, l'Impresa di distribuzione sostituirà i dati di lettura non disponibili con dati stimati. Il soggetto deputato a leggere il dato di prelievo, qualora sia diverso dall'Impresa di distribuzione, in caso di inaccessibilità del Contatore/Gruppo di misura, comunica all'Impresa di distribuzione l'impossibilità di rilevare il dato di prelievo entro tre giorni dalla riscontrata e oggettiva inaccessibilità del suddetto Contatore/Gruppo di misura.
Laddove per la lettura del Gruppo di misura occorra accedere all'interno dell'Impianto di riduzione gestito dell'Impresa di distribuzione o in presenza di apparecchiature per la conversione dei volumi gestiti dell'Impresa di distribuzione, le letture avverranno a cura dell'Impresa di distribuzione, con oneri a carico dell'Utente in accordo a quanto riportato nel Prezzario. In alternativa, qualora l'Utente voglia esercitare la facoltà prevista dall'articolo 4, comma 9, della deliberazione n. 311/01, questi potrà richiedere all'Impresa di distribuzione, sostenendone i costi, l'adeguamento del Gruppo di misura per consentirgli l'effettuazione delle operazioni di cui sopra senza la necessità di accedere all'interno dell'Impianto di riduzione o di accedere direttamente all'apparecchiatura di correzione dei volumi.
L'Utente, ai fini dell'ottimizzazione e a vantaggio del buon funzionamento del sistema, dovrà comunicare i dati di misura all'Impresa di distribuzione, mediante i sistemi e i formati definiti dall'Impresa di distribuzione stessa e resi pubblici mediante il proprio sito internet fino all'adozione di un unico standard nazionale.
Nel caso in cui l'Utente non comunichi all'Impresa di distribuzione i dati di lettura entro i termini e secondo le modalità indicate, l'Impresa di distribuzione si riserva di effettuare direttamente le letture con riferimento ai punti di riconsegna per la quale sia stata omessa la comunicazione, con oneri a carico dell'Utente.
L'Impresa di distribuzione utilizza tutti i dati di lettura che pervengono entro i termini e secondo le modalità indicate e che abbiano superato i controlli di congruità e coerenza successivamente descritti.
Fermo restando che gli Utenti del servizio di distribuzione devono assicurare la corretta custodia e conservazione degli apparecchi e componenti dell'Impianto di distribuzione installati presso i Punti di Riconsegna, l'Impresa di distribuzione si riserva di effettuare a sue spese verifiche sui prelievi nonché sul funzionamento dei Gruppi di misura, con relativo diritto di accesso garantito dall'Utente.
Qualora dalle verifiche effettuate i dati di lettura forniti dall'Utente risultassero oggettivamente non attendibili per cause non dipendenti dal non corretto funzionamento del Gruppo di misura, l'Impresa di distribuzione, dandone informativa all'Utente, si riserva di addebitare oltre al costo di esecuzione delle letture di verifica, un corrispettivo pari a 25,00 euro, a titolo di indennizzo, per ciascuna lettura di verifica che dovesse evidenziare l'inattendibilità dei dati di cui sopra, riservandosi ogni altra azione di tutela.
Nel caso in cui l'Utente non eserciti la facoltà prevista dall'articolo 4.9 della deliberazione n. 311/01, avvalendosi, di conseguenza, dell'Impresa di distribuzione per lo svolgimento delle operazioni di lettura e di gestione dei dati di prelievo presso un Punto di riconsegna da lui rifornito, tale scelta, una volta definita, non potrà essere modificata dall'Utente oltre il trentesimo giorno antecedente la decorrenza definita e, una volta efficace, non potrà essere modificata per un periodo di 12 (dodici) mesi e con un preavviso non inferiore a 30 (trenta) giorni."

è sostituito dal seguente:
"Il quantitativo di gas riconsegnato sarà determinato attraverso:

- le letture dei totalizzatori numerici dei Gruppi di misura installati presso i Punti di Riconsegna;
- sistemi automatici di teletrasmissione, ove presenti.

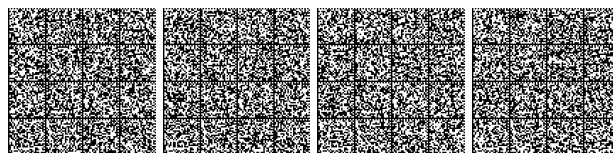
La determinazione delle quantità di gas riconsegnato presso un Punto di Riconsegna in cui è installato un Gruppo di misura integrato da Correttore di volumi avverrà tenendo conto dei valori indicati dal segnante del Correttore stesso.
Nel caso di mancato funzionamento di un Contatore o di un Correttore di volumi, le quantità riconsegnate saranno definite prendendo eventualmente come valori di riferimento quelli di analoghi periodi di consumo. Per tutti i Punti di Riconsegna, in assenza di Correttori di volumi, i dati relativi ai prelievi saranno riportati in condizioni standard applicando il coefficiente di conversione C, calcolato come indicato dall'articolo 38 della deliberazione ARG/gas 159/08 e s.m.i. (RTDG) e trasmesso dall'Impresa di distribuzione agli Utenti secondo le modalità di cui alle deliberazioni n. 138/04 e s.m.i e ARG/gas 69/09.
L'Impresa di distribuzione è tenuta ad effettuare almeno un tentativo di rilevazione dei dati di misura del gas naturale riconsegnato ai Punti di riconsegna, in relazione alle frequenze previste dall'articolo 14 della deliberazione ARG/gas 64/09 e s.m.i. (TIVG).
L'Impresa di distribuzione mette a disposizione di ciascun Utente gli esiti dei tentativi di raccolta e i dati di misura eventualmente generati se il tentativo è andato a buon fine, effettuati in un mese con riferimento a ciascun Punto di riconsegna servito dai medesimi Utenti. Tali comunicazioni devono essere trasmesse in un unico documento di formato elettronico secondo le modalità di cui all'Appendice 1 della deliberazione ARG/gas 69/09 ed entro il sesto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui è stato effettuato il tentativo di raccolta.
L'Utente è tenuto a trasmettere all'Impresa di distribuzione le misure ottenute tramite procedure di autolettura entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui è stata effettuata l'autolettura.
In caso di tentativo di rilevazione della misura non andato a buon fine, l'Impresa di distribuzione è tenuta ad informare il Cliente finale dell'eventuale possibilità dell'autolettura, rilasciando una nota informativa cartacea, il cui contenuto è descritto dall'articolo 14, comma 5, della deliberazione ARG/gas 64/09 e s.m.i. (TIVG).
L'Impresa di distribuzione è tenuta a registrare e motivare all'Utente le cause che abbiano impedito alla medesima impresa la rilevazione del dato di misura presso il Misuratore/Gruppo di misura.
L'Utente, ai fini dell'ottimizzazione e a vantaggio del buon funzionamento del sistema, dovrà comunicare i dati di misura ottenuti tramite procedura di autolettura all'Impresa di distribuzione, mediante i sistemi ed i formati definiti dalla medesima Impresa di distribuzione e resi disponibili da quest'ultima mediante sito internet, fino all'adozione di un unico standard nazionale.
L'Impresa di distribuzione utilizza tutti i dati di misura che pervengono entro i termini e che abbiano superato i controlli di validità.
Fermo restando che gli Utenti del servizio di distribuzione devono assicurare la corretta custodia e conservazione degli apparecchi e componenti dell'Impianto di distribuzione installati presso i Punti di Riconsegna, l'Impresa di distribuzione si riserva di effettuare

a sue spese verifiche sui prelievi nonché sul funzionamento dei Gruppi di misura, con relativo diritto di accesso garantito dall'Utente.
L'Impresa di distribuzione comunica agli Utenti, entro il quinto giorno lavorativo dalla data di trasmissione dei dati di misura da parte dei medesimi Utenti, l'elenco dei Punti di riconsegna per i quali il processo di validazione abbia dato esito negativo.".
ee) Al **paragrafo 11.3.3.**:
il secondo capoverso "Qualora la verifica sia condotta presso un laboratorio, la stessa può essere effettuata, su istanza del richiedente, in contraddittorio. Se dai risultati della verifica emerge che la misura rientra nei limiti di tolleranza previsti dalla Normativa Tecnica vigente, le spese della verifica sono a carico del richiedente."
è sostituito dal seguente:
"Qualora la verifica sia condotta presso un laboratorio, la stessa può essere effettuata, su istanza del richiedente, in contraddittorio. Se dai risultati della verifica emerge che la misura rientra nei limiti di tolleranza previsti dalla Normativa metrologica vigente, le spese della verifica sono a carico del richiedente.";
il terzo capoverso "Nel caso in cui, a seguito della verifica effettuata su richiesta dell'Utente del servizio di distribuzione o su iniziativa dell'Impresa di distribuzione, il Contatore o il Correttore risultino difettosi, l'Impresa di distribuzione procede alla determinazione dei volumi di gas riconsegnato, per il periodo di irregolare funzionamento del Contatore o del Correttore di volumi, con riferimento all'ultima lettura effettiva verosimile e comunque non oltre il termine legale di prescrizione attualmente fissato in cinque anni."
è sostituito dal seguente:
"Nel caso in cui, a seguito della verifica effettuata su richiesta dell'Utente del servizio di distribuzione o su iniziativa dell'Impresa di distribuzione, il Contatore o il Correttore risultino difettosi, l'Impresa di distribuzione procede alla determinazione dei volumi di gas riconsegnato, per il periodo di irregolare funzionamento del Contatore o del Correttore di volumi, con riferimento all'ultima lettura effettiva verosimile e comunque non oltre il termine legale di prescrizione.".
ff) Al **paragrafo 12.2.** il secondo alinea del terzo capoverso:

"– stime dei prelievi, in assenza di letture nel periodo di competenza o in corrispondenza della fine del periodo di competenza, determinate mediante l'utilizzo di profili di prelievo di cui al Capitolo 4."

è sostituito dal seguente:

"– stime dei prelievi, in assenza di letture dati di misura nel periodo di competenza o in corrispondenza della fine del periodo di competenza, determinate mediante l'utilizzo di profili di prelievo di cui al Capitolo 4.".

gg) Al **paragrafo 12.3.1.** il primo capoverso:
"Ogni documento associato alla fatturazione in oggetto contiene almeno i seguenti elementi:

- i dati identificativi dell'Utente;
- il numero della fattura;
- la data di emissione della fattura;
- la tipologia di fattura;
- il periodo di competenza a cui la fattura si riferisce;
- la descrizione relativa ad ogni singola voce della fattura;
- il quantitativo dei volumi;

- l'importo espresso in euro;
- l'ammontare dell'Imposta sul Valore Aggiunto, associata all'importo dei corrispettivi fatturati nella misura vigente;
- i termini di pagamento;
- le modalità di pagamento (conto corrente bancario, bonifico bancario, ecc.);
- il Codice identificativo dei Punti di Riconsegna oggetto di fatturazione (che potrà essere indicato anche in un documento allegato alla fattura)."

è sostituito dal seguente:

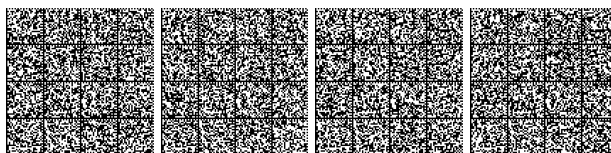
"Ogni documento associato alla fatturazione in oggetto contiene almeno i seguenti elementi:

- i dati identificativi dell'Utente;
- il numero della fattura;
- la data di emissione della fattura;
- la tipologia di fattura;
- il periodo di competenza a cui la fattura si riferisce;
- la descrizione relativa ad ogni singola voce della fattura;
- la quantità di gas riconsegnata per singolo Punto di riconsegna, espressa in metri cubi;
- il valore assunto dal coefficiente di correzione C nel Punto di riconsegna, calcolato come indicato dall'articolo 38 della deliberazione ARG/gas 159/08 e s.m.i. (RTDG);
- la quantità di gas riconsegnata per singolo Punto di riconsegna, espressa in standard metri cubi;
- l'importo espresso in euro;
- l'ammontare dell'Imposta sul Valore Aggiunto, associata all'importo dei corrispettivi fatturati nella misura vigente;
- i termini di pagamento;
- le modalità di pagamento (conto corrente bancario, bonifico bancario, ecc.);
- il Codice identificativo dei Punti di Riconsegna oggetto di fatturazione (che potrà essere indicato anche in un documento allegato alla fattura).";

nel quarto, nel quinto e nel settimo capoverso le parole "Anno termico" sono sostituite con "anno solare";

l'ultimo capoverso "L'Impresa di distribuzione applica le quote variabili di cui al comma 4.1 della deliberazione n. 170/04 e successive modifiche ed integrazioni, rapportate all'energia consumata, espressa in GJ, e trasformate in euro per metro cubo secondo i criteri dell'articolo 16, commi 1, 2, 5, 6 e 7 e dell'articolo 17 della deliberazione n. 237/00."

è sostituito dal seguente:

"L'Impresa di distribuzione applica le quote variabili di cui all'articolo 4, comma 1, della deliberazione n. 170/04 e s.m.i., rapportate all'energia consumata, espressa in GJ, e trasformate in euro per metro cubo secondo i criteri dell'articolo 22 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i.".

hh) Alla fine del **paragrafo 12.4.4.** è aggiunto il seguente capoverso:
"In tutti i casi in cui l'Utente segnali anomalie all'interno dei documenti di fatturazione, queste dovranno essere specificate e documentate, ed inviate all'Impresa di distribuzione tramite posta elettronica certificata. La medesima Impresa di distribuzione, anche qualora non ritenga sussistenti dette anomalie, è tenuta a fornire chiarimenti in forma scritta all'Utente entro 20 (venti) giorni lavorativi dal ricevimento della segnalazione.".
ii) il secondo capoverso del **paragrafo 13.2.3.**:
"Sino all'esito della procedura di attivazione della fornitura di ultima istanza, salvo quanto disposto dalla normativa vigente in materia, l'Impresa di distribuzione e l'Utente restano vicendevolmente obbligati alle previsioni del presente Codice di Rete necessarie per assicurare la continuità della fornitura ai Clienti finali associati ai Punti di Riconsegna oggetto del rapporto contrattuale."
è sostituito dal seguente:
"Sino all'esito della procedura di attivazione della fornitura di ultima istanza, salvo quanto disposto dalla normativa vigente in materia, l'Impresa di distribuzione e l'Utente restano vicendevolmente obbligati alle previsioni dell'articolo 26 *bis* della deliberazione n. 138/04 e s.m.i. necessarie per assicurare la continuità della fornitura ai Clienti finali associati ai Punti di Riconsegna oggetto del rapporto contrattuale.".
jj) Il **paragrafo 15.1.**:
"L'Impresa di distribuzione definisce ed implementa un modello integrato di risorse, metodologie e sistemi che garantisca il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione (Parte III del Testo Integrato della qualità dei servizi gas di cui all'Allegato A della deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni) con particolare riguardo al raggiungimento dei livelli specifici e generali di qualità.
L'Impresa di distribuzione predispone strumenti, anche informatici, idonei a registrare le informazioni e i dati relativi alla qualità commerciale rilevanti ai fini del rispetto delle disposizioni dell'Autorità ed ottempera agli obblighi di comunicazione previsti dalla Parte III del Testo Integrato della qualità dei servizi gas di cui all'Allegato A della deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni."
è sostituito dal seguente:
"L'Impresa di distribuzione definisce ed implementa un modello integrato di risorse, metodologie e sistemi che garantisca il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione (deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG)) con particolare riguardo al raggiungimento dei livelli specifici e generali di qualità. L'Impresa di distribuzione predispone strumenti, anche informatici, idonei a registrare le informazioni e i dati relativi alla qualità commerciale rilevanti ai fini del rispetto delle disposizioni dell'Autorità ed ottempera agli obblighi di comunicazione previsti dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).".
kk) Il **paragrafo 16.1.**:
"L'Impresa di distribuzione definisce ed implementa un modello integrato di risorse, metodologie e sistemi che garantisca il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione (Parte II del Testo Integrato della qualità dei servizi gas di cui all'Allegato A della deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni).

Nel caso di Impianti di distribuzione interconnessi o porzioni di Impianto gestiti da più Imprese di distribuzione, fermi restando gli obblighi in capo ad ogni Impresa di distribuzione previsti dalla Parte II del Testo Integrato della qualità dei servizi gas, gli aspetti operativi e procedurali su processi che interessano l'intero sistema composto dagli Impianti di distribuzione interconnessi o dalle porzioni di Impianto sono regolamentati dalle Imprese di distribuzione stesse, ai sensi della deliberazione n. 138/04 e successive modificazioni, negli accordi funzionali alla gestione coordinata degli impianti interconnessi o delle porzioni di Impianto.
Nel caso di insorgenza di emergenze l'Impresa di distribuzione applica le disposizioni della Parte II del Testo Integrato della qualità dei servizi gas di cui all'Allegato A della deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni.
Qualora l'Emergenza abbia determinato interruzioni del servizio di distribuzione o sia tale da determinarle, l'Impresa di distribuzione provvede a darne tempestiva informazione a tutti gli Utenti coinvolti nell'Emergenza ed anche ai Clienti finali interessati ricadenti in tipologie rilevanti ai fini della continuità del servizio secondo la definizione di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 138/04 ed in base a quanto comunicato dall'Utente per ciascuno di tali Clienti finali, ai sensi degli articoli 13 e 14 della deliberazione n. 138/04.
L'Impresa di distribuzione predispone strumenti, anche informatici, idonei a registrare le informazioni e i dati relativi alla sicurezza e continuità del servizio rilevanti ai fini del rispetto delle disposizioni dell'Autorità ed ottempera agli obblighi di comunicazione previsti dalla Parte II del Testo Integrato della qualità dei servizi gas di cui all'Allegato A della deliberazione n. 168/04 e successive modificazioni."
è sostituito dal seguente:
"L'Impresa di distribuzione definisce ed implementa un modello integrato di risorse, metodologie e sistemi che garantisca il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione (deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG)).
Nel caso di Impianti di distribuzione interconnessi o porzioni di Impianto gestiti da più Imprese di distribuzione, fermi restando gli obblighi in capo ad ogni Impresa di distribuzione previsti dalle citate deliberazioni, gli aspetti operativi e procedurali su processi che interessano l'intero sistema composto dagli Impianti di distribuzione interconnessi o dalle porzioni di Impianto sono regolamentati dalle Imprese di distribuzione stesse, ai sensi della deliberazione n. 138/04 e s.m.i., negli accordi funzionali alla gestione coordinata degli impianti interconnessi o delle porzioni di Impianto.
Nel caso di insorgenza di emergenze l'Impresa di distribuzione applica le disposizioni dellee deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).
Qualora l'Emergenza abbia determinato interruzioni del servizio di distribuzione o sia tale da determinarle, l'Impresa di distribuzione provvede a darne tempestiva informazione a tutti gli Utenti coinvolti nell'Emergenza ed anche ai Clienti finali interessati ricadenti in tipologie rilevanti ai fini della continuità del servizio secondo la definizione di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i. ed in base a quanto comunicato dall'Utente per ciascuno di tali Clienti finali, ai sensi degli articoli 13 e 14 della deliberazione n. 138/04 e s.m.i.

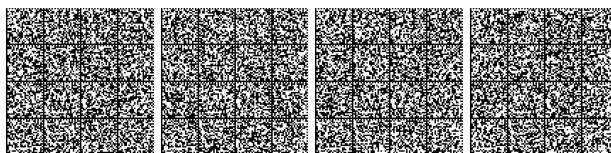
L'Impresa di distribuzione predispone strumenti, anche informatici, idonei a registrare le informazioni e i dati relativi alla sicurezza e continuità del servizio rilevanti ai fini del rispetto delle disposizioni dell'Autorità ed ottempera agli obblighi di comunicazione previsti dalle deliberazioni n. 168/04 e s.m.i. e ARG/gas 120/08 e s.m.i. (RQDG).".

ll) La lettera *a)* del **paragrafo 18.1.**:

"a) il Potere calorifico superiore effettivo, determinato sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della normativa vigente in materia nonché dei provvedimenti dell'Autorità;"

è sostituita dalla seguente:

"a) il Potere calorifico superiore, determinato sulla base della composizione chimica del gas nel rispetto della normativa vigente in materia nonché dei provvedimenti dell'Autorità;".

10A01369

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Approvazione delle proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010 e rettifiche di errori materiali della parte II del testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013. (Deliberazione n. ARG/gas 198/09).

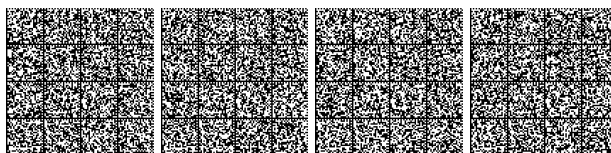
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

Visti:

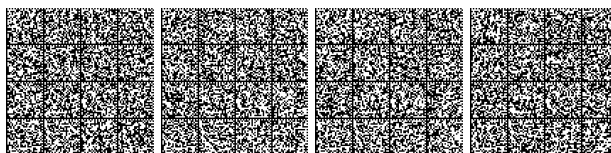
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- l'articolo 30 della legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- il decreto del Ministero dello sviluppo economico 25 maggio 2009 (di seguito: decreto 25 maggio 2009);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009 ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09);
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 recante "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012" (di seguito: *RTDG*), approvata con deliberazione 6 novembre 2008 ARG/gas 159/08;
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 recante "Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013" (di seguito: *RTTG*), approvata con la deliberazione ARG/gas 184/09;
- la Parte III del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 recante "Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013" (di seguito: *RMTG*), approvata con la deliberazione ARG/gas 184/09;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2009 ARG/gas 192/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 192/09).

Considerato che:

- le società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Edison Stoccaggio Spa, Gas Plus Trasporto Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa hanno presentato, con lettere rispettivamente in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/74091), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73949), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73895), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/75005), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73963), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73947), in data 15 dicembre 2009 (prot. generale A/74122) come successivamente integrate e modificate rispettivamente con lettere in data 17 dicembre 2009 (prot. generale A/74616), in data 18 dicembre 2009 (prot. generale A/74772), in data 17

dicembre 2009 (prot. generale A/74614), in data 17 dicembre 2009 (prot. generale A/74619), in data 17 dicembre 2009 (prot. generale A/74622), in data 18 dicembre 2009 (prot. generale A/74730), in data 18 dicembre 2009 (prot. generale A/74840), le proposte di cui all'articolo 12 della deliberazione ARG/gas 184/09 relative all'anno 2010; e che tali proposte tariffarie sono risultate conformi ai criteri stabiliti dalla *RTTG*;

- le società Italcogim Trasporto Srl, Metan Alpi Energia Srl, Metanodotto Alpino Srl, hanno presentato, con lettere rispettivamente in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73966, A/73958, A/73965), in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/74083) ed in data 14 dicembre 2009 (prot. generale A/73961 e A/73959), le proposte di cui all'articolo 12 della deliberazione ARG/gas 184/09 relative all'anno 2010; e che tali proposte tariffarie sono risultate conformi ai criteri stabiliti dalla *RTTG*;
- le società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Edison Stoccaggio Spa, Gas Plus Trasporto Srl, Italcogim Trasporto Srl, Metan Alpi Energia Srl, Metanodotto Alpino Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa hanno altresì presentato, con le medesime comunicazioni di cui ai precedenti alinea, le proposte di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 184/09 relative all'anno 2010; e che tali proposte tariffarie sono risultate conformi ai criteri stabiliti dal medesimo articolo 2;
- il Ministero dello sviluppo economico con decreto 25 maggio 2009, ha aggiornato l'elenco dei gasdotti facenti parte della rete di trasporto regionale;
- con la deliberazione ARG/gas 192/09, l'Autorità ha definito i criteri per il trattamento delle partite di gas naturale relativo agli autoconsumi, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; ed ha previsto che i coefficienti relativi alle quote da allocare agli utenti del servizio siano determinate dall'impresa maggiore contestualmente e con le medesime modalità dei quantitativi di cui all'articolo 9 della *RTTG*.

Ritenuto che:

- sia necessario, al fine di assicurare alle imprese e agli utenti certezza sul valore delle tariffe per il servizio di trasporto entro l'inizio dell'anno 2010:
  - approvare le proposte tariffarie per il servizio di trasporto e dispacciamento nonché le componenti di ricavo presentate dalle società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Edison Stoccaggio Spa, Gas Plus Trasporto Srl, Italcogim Trasporto Srl, Metan Alpi Energia Srl, Metanodotto Alpino Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa;
  - approvare le proposte tariffarie per il corrispettivo transitorio di misura CM^T per l'anno 2010, di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 184/09, nonché l'ammontare dei ricavi riconosciuti presentati dalle società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Edison Stoccaggio Spa, Gas Plus Trasporto Srl, Italcogim Trasporto Srl, Metan Alpi Energia Srl, Metanodotto Alpino Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa;

- approvare la proposta presentata dalla società Snam Rete Gas Spa relativamente ai coefficienti relativi alle quote di autoconsumo, perdite di rete e gas non contabilizzato da allocare agli utenti del servizio.

Ritenuto inoltre necessario:

- procedere alla rettifica degli errori materiali riscontrati nella deliberazione ARG/gas 184/09 e nella *RTTG* e nella *RMTG* approvate con la medesima deliberazione.

DELIBERA

1. di approvare le proposte di cui al comma 12.3 della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 184/09, presentate dall'impresa maggiore per l'anno 2010, aventi ad oggetto i punti di entrata e uscita dalla rete nazionale di gasdotti, come riportati nella *Tabella 1*, allegata al presente provvedimento;
2. di approvare le proposte di cui ai commi 12.2 e 12.3 della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 184/09, presentate dalle società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Edison Stoccaggio Spa, Gas Plus Trasporto Srl, Italcogim Trasporto Srl, Metan Alpi Energia Srl, Metanodotto Alpino Srl, Netenergy Service Srl, Retragas Srl, SGI Spa e Snam Rete Gas Spa per l'anno 2010, aventi ad oggetto le componenti di ricavo di propria spettanza e le tariffe come riportate nella *Tabella 2*, allegata al presente provvedimento;
3. di approvare la proposta del corrispettivo transitorio CM^T per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto di cui all'articolo 2 della deliberazione ARG/gas 184/09 come riportato nella *Tabella 2*, allegata al presente provvedimento;
4. di approvare la proposta dei coefficienti relativi alle quote di autoconsumo, perdite di rete e gas non contabilizzato da allocare agli utenti del servizio di cui alla deliberazione ARG/gas 192/09, come riportato nella *Tabella 3*, allegata al presente provvedimento;
5. di notificare alle società Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, con sede legale in Via Nazario Sauro n. 33, 23100 Sondrio, Edison Stoccaggio Spa, con sede legale in Foro Buonaparte n. 31, 20121 Milano, Gas Plus Trasporto Srl, con sede legale in Viale Forlanini n. 17, 20134 Milano, Italcogim Trasporto Srl, con sede legale in Via Spadolini n. 7, 20141 Milano, Metan Alpi Energia Srl, con sede legale in Via Sottoripa n. 7 int. 10-12, 16124 Genova, Metanodotto Alpino Srl, con sede legale in Via Bardonecchia n. 5, 10139 Torino, Netenergy Service Srl, con sede legale in Zona Industriale, 86039 Termoli (CB), Retragas Srl, con sede legale in via Lamarmora n. 230, 25124 Brescia, SGI Spa, con sede legale in via del Lauro n. 7, 20121 Milano e Snam Rete Gas Spa, con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano), in persona dei rispettivi legali rappresentanti *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
6. di trasmettere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico nella persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento;

7. di approvare le seguenti rettifiche all'allegato A della deliberazione ARG/gas 159/08:
   a. al comma 1.1 è aggiunta la seguente definizione:
      "**RMTG** è la parte III del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013, approvata con deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;"
   b. la lettera a), del comma 52.1 è sostituita dalla seguente lettera:
      "a) con riferimento ai punti di consegna, il soggetto di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettera a), della RMTG;".
8. di approvare le seguenti rettifiche alla deliberazione ARG/gas 184/09:
   a. al comma 5.3, lettera a), le parole "comma 4.1bis" sono sostituite dalle parole "comma 5.1";
   b. al comma 12.1, lettera a), le parole "ai sensi del comma 12.6" sono sostituite dalle parole "ai sensi del comma 12.5".
9. di approvare le seguenti rettifiche della *RTTG*:
   a. al comma 3.4, lettera f), le parole "di cui alla precedente lettera d)" sono sostituite dalle parole "di cui alla precedente lettera e)";
   b. al comma 3.10, terzo alinea, le parole "pari a 3,267129 PJ" sono sostituite dalle parole "pari a 3267,129 PJ";
   c. all'articolo 9, commi 9.1, 9.4 e 9.7, le parole "anno di trasporto" sono sostituite dalla parola "anno";
   d. la formula di cui all'articolo 18, comma 18.8, lettera b) è sostituita dalla seguente formula:

$$(1-\overline{X})^5 = \frac{COM_{2008} * Km^i_{2008}}{COE^i_{2008} * (1 + I_{2009} - X)}$$

10. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la deliberazione ARG/gas 184/09 e i relativi Allegato A e Allegato B, come risultanti dalle rettifiche apportate con il presente provvedimento;
11. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la *RTDG* come risultante dalle rettifiche apportate con il presente provvedimento;
12. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore alla data di prima pubblicazione.

Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

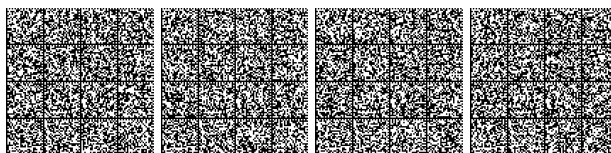



Tabella 1 - Rappresentazione grafica dei punti di entrata e di uscita dalla rete nazionale di gasdotti (i punti di uscita sono indicati con lettere maiuscole dell'alfabeto)

Punti di Entrata e Uscita dalla Rete Nazionale Anno 2010

PUNTI DI ENTRATA STOCCAGGI
HUB STOCCAGGI STOGIT
HUB EDISON STOCCAGGIO

PUNTI DI USCITA STOCCAGGI
HUB STOCCAGGI STOGIT
HUB EDISON STOCCAGGIO

PASSO GRIES
PASSO GRIES
BIZZARONE
TARVISIO
TARVISIO
GORIZIA
GORIZIA
CAVARZERE
PANIGAGLIA
S.MARINO
MAZARA DEL VALLO
GELA

A
B
C
D
E
F

Rubicone

Fano
Falconara

Settefinestre/Passatempo
Montecosaro
Rapagnano
S.Giorgio M.
Carassai
Grottammare
S.Benedetto T.
Cellino
Pineto

Ortona
Poggiofiorito
Fonte Filippo
S.Stefano Mare
Larino
Reggente

Trecate
Casteggio
Caviaga
Romanengo
Pontetidone
Soresina
Quarto
Ovanengo
Rivolta d'Adda
Leno
Piadena Ovest
Piadena Est
Fornovo

Correggio
Muzza
Montenevoso
Spilamberto B.P.
Vittorio V. (S.Antonio)
Collalto
Medicina
Santerno
San Potito
Casalborsetti
RA Mare-Lido Adriano
Ravenna Mare

Torrente Tona
Roseto/T. Vulgano
Candela
Masseria Spavento

Calderasi/Monteverdese
Monte Alpi
Pisticci A.P./B.P.
Metaponto
Sinni (Policoro)

Crotone
Hera Lacinia

Mazara/Lippone
Gagliano
Bronte
Chiaramonte Gulfi
Noto
Comiso

NUOVE AREE DI USCITA

A - Ambito Nord Occidentale
comprende le regioni Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria.

B - Ambito Nord Orientale
comprende le regioni Lombardia, Trentini Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna.

C - Ambito Centrale
comprende le regioni Toscana, Umbria, Marche.

D - Ambito Centro-Sud Orientale
comprende le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata.

E - Ambito Centro-Sud Occidentale
comprende le regioni Lazio, Campania.

F - Ambito Meridionale
comprende le regioni Calabria, Sicilia.

Tabella 1 - Punti di entrata e uscita dalla rete nazionale (anno 2010)

1.1 - Punti di entrata

5 punti di entrata relativi ai punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione

- in prossimità del confine delle acque territoriali **al largo di Mazara del Vallo**
- in prossimità del confine delle acque territoriali **al largo di Gela**
- in prossimità di **Passo Gries**
- in prossimità di **Tarvisio**
- in prossimità di **Gorizia**

2 punti di entrata relativi ai punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione

- Gnl di **Panigaglia**
- Gnl di **Porto Viro ubicato a Cavarzere**

2 punti di entrata dagli stoccaggi

- relativo ai **siti di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia Spa**
- relativo ai **siti di stoccaggio dell'Edison Stoccaggio Spa**

60 punti di entrata dai principali campi di produzione nazionali o dai loro centri di raccolta e trattamento

- Casteggio
- Caviaga
- Fornovo
- Leno
- Ovanengo
- Piadena Est
- Piadena Ovest
- Pontetidone
- Quarto
- Rivolta d'Adda
- Romanengo
- Soresina
- Trecate

- Falconara
  Fano

- Rubicone

- Casalborsetti
- Collalto
- Correggio
- Medicina
- Montenevoso
- Muzza
- Ravenna Mare
- Ravenna Mare Lido Adriano
- San Potito
- Santerno
- Spilamberto B.P.
- Vittorio V. (S. Antonio)

- Carassai
- Cellino
- Grottammare
- Montecosaro
- Pineto
- Rapagnano
- S. Giorgio M.
- San Benedetto T.
- Settefinestre/Passatempo

- Fonte Filippo
- Larino
- Ortona
- Poggiofiorito
- Reggente
- S. Stefano M.

- Candela
- Masseria Spavento
- Roseto/T. Vulgano
- Torrente Tona

- Calderasi/Monteverdese
- Metaponto
- Monte Alpi
- Pisticci A.P./ B.P.
- Sinni (Policoro)

- Crotone
- Hera Lacinia

- Bronte
- Chiaramonte Gulfi
- Comiso
- Gagliano
- Mazara/Lippone
- Noto

Nota: A.P. e B.P. sono rispettivamente alta pressione e bassa pressione

Tabella 1 - Punti di entrata e uscita dalla rete nazionale (anno 2010)

1.2 - Punti di uscita

6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale

A **Nord Occidentale**
B **Nord Orientale**
C **Centrale**
D **Centro-sud Orientale**
E **Centro-sud Occidentale**
F **Meridionale**

5 punti di interconnessione con le esportazioni

- **Gorizia**
- **Bizzarone**
- **Rep. San Marino**
- **Passo Gries**
- **Tarvisio**

2 punti di uscita verso gli stoccaggi

- relativo ai **siti di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia Spa**
- relativo ai **siti di stoccaggio dell'Edison Stoccaggio Spa**

Tabella 2 - Tariffe di trasporto e dispacciamento (anno 2010)

2.1 - Corrispettivi unitari variabili

CV (euro/Smc)	0,003185
CV^P (euro/Smc)	0,000397

2.2 - Corrispettivi unitari di capacità di rete nazionale

CP_e (euro/a/Smc/g)

Mazara del Vallo	2,608628	Casalborsetti	0,189197	Fonte Filippo	0,378352
Gela	2,388977	Collalto	0,189197	Larino	0,378352
Passo Gries	0,398885	Correggio	0,189197	Ortona	0,378352
Tarvisio	0,800298	Medicina	0,189197	Poggiofiorito	0,378352
Gorizia	0,580913	Montenevoso	0,189197	Reggente	0,378352
Panigaglia	0,570155	Muzza	0,189197	S. Stefano M.	0,378352
Cavarzere	0,428308	Ravenna Mare	0,189197	Candela	0,472553
Stoccaggi Stogit / Edison Stoccaggio	0,164836	Ravenna Mare Lido Adriano	0,189197	Masseria Spavento	0,472553
Casteggio	0,063343	San Potito	0,189197	Roseto/T. Vulgano	0,472553
Caviaga	0,063343	Santerno	0,189197	Torrente Tona	0,472553
Fornovo	0,063343	Spilamberto B.P.	0,189197	Calderasi/Monteverdese	0,994029
Leno	0,063343	Vittorio V. (S. Antonio)	0,189197	Metaponto	0,994029
Ovanengo	0,063343	Carassai	0,334692	Monte Alpi	0,994029
Piadena Est	0,063343	Cellino	0,334692	Pisticci A.P./ B.P.	0,994029
Piadena Ovest	0,063343	Grottammare	0,334692	Sinni (Policoro)	0,994029
Pontetidone	0,063343	Montecosaro	0,334692	Crotone	1,436443
Quarto	0,063343	Pineto	0,334692	Hera Lacinia	1,436443
Rivolta d'Adda	0,063343	Rapagnano	0,334692	Bronte	2,075234
Romanengo	0,063343	San Giorgio Mare	0,334692	Chiaramonte Gulfi	2,075234
Soresina	0,063343	San Benedetto del Tronto	0,334692	Comiso	2,075234
Trecate	0,063343	Settefinestre-Passatempo	0,334692	Gagliano	2,075234
Rubicone	0,210298			Mazara/Lippone	2,075234
Falconara	0,325001			Noto	2,075234
Fano	0,325001				

CP_u (euro/a/Smc/g)

Nord Occidentale	A	1,133899	Bizzarone	2,507868
Nord Orientale	B	0,897284	Gorizia	1,125706
Centrale	C	0,897284	Rep. San Marino	1,691755
Centro-sud Orientale	D	0,795980	Passo Gries	1,611922
Centro-sud Occidentale	E	0,660669	Tarvisio	0,367222
Meridionale	F	0,559365		
			Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,358113

2.3 - Corrispettivo unitario di capacità di rete regionale

CR_r (euro/a/Smc/g) 1,235253

2.4 - Tariffa interrompibile

Snam Rete Gas Spa

riduzione del 10% dei corrispettivi Cpe
- *per un'interruzione massima di 30 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione nel punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione nei rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di primo livello)*
- *per un'interruzione massima di 40 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di primo livello)*
- *per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001)*

riduzione del 20% dei corrispettivi Cpe
- *per un'interruzione massima di 50 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione per il punto di entrata di Passo Gries e con preavviso entro le 12 del giovedì della settimana precedente a quella di inizio della interruzione per i rimanenti punti di entrata (interrompibilità annuale di secondo livello)*
- *per un'interruzione massima di 60 giorni con preavviso entro le 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio della interruzione (interrompibilità stagionale di secondo livello)*

2.5 - Corrispettivo transitorio per il servizio di misura

CM^T (euro/a/Smc/g) 0,057534

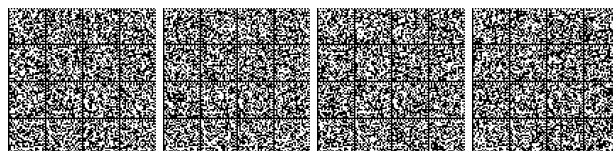



Tabella 3 - Quote percentuali a copertura di autoconsumi, perdite e GNC (anno 2010)

Tabella 3.1 - Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (anno 2010)

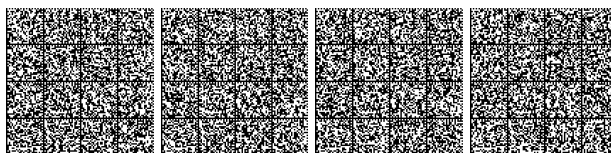
γFuel*	%		%
Mazara del Vallo	0,721640%	Rubicone	0,058176%
Gela	0,660876%	Falconara	0,089907%
Passo Gries	0,110346%	Fano	0,089907%
Tarvisio	0,221391%	Carassai	0,092588%
Gorizia	0,160701%	Cellino	0,092588%
GNL Panigaglia	0,157725%	Grottammare	0,092588%
GNL Cavarzere	0,118485%	Montecosaro	0,092588%
		Pineto	0,092588%
		Rapagnano	0,092588%
		S. Giorgio M.	0,092588%
Casteggio	0,017523%	San Benedetto T.	0,092588%
Caviaga	0,017523%	Settefinestre/Passatempo	0,092588%
Fornovo	0,017523%	Fonte Filippo	0,104666%
Leno	0,017523%	Larino	0,104666%
Ovanengo	0,017523%	Ortona	0,104666%
Piadena Est	0,017523%	Poggiofiorito	0,104666%
Piadena Ovest	0,017523%	Reggente	0,104666%
Pontetidone	0,017523%	S. Stefano M.	0,104666%
Quarto	0,017523%	Candela	0,130725%
Rivolta d'Adda	0,017523%	Masseria Spavento	0,130725%
Romanengo	0,017523%	Roseto/T. Vulgano	0,130725%
Soresina	0,017523%	Torrente Tona	0,130725%
Trecate	0,017523%	Calderasi/Monteverdese	0,274984%
Casalborsetti	0,052339%	Metaponto	0,274984%
Collalto	0,052339%	Monte Alpi	0,274984%
Correggio	0,052339%	Pisticci A.P./ B.P.	0,274984%
Medicina	0,052339%	Sinni (Policoro)	0,274984%
Montenevoso	0,052339%	Crotone	0,397371%
Muzza	0,052339%	Hera Lacinia	0,397371%
Ravenna Mare	0,052339%	Bronte	0,574084%
Ravenna Mare Lido Adriano	0,052339%	Chiaramonte Gulfi	0,574084%
San Potito	0,052339%	Comiso	0,574084%
Santerno	0,052339%	Gagliano	0,574084%
Spilamberto B.P.	0,052339%	Mazara/Lippone	0,574084%
Vittorio V. (S. Antonio)	0,052339%	Noto	0,574084%

* quota percentuale applicata all'energia immessa nei punti di entrata della rete nazionale esclusi i punti di stoccaggio.

Tabella 3.2 Quota percentuale a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato

	γGNC*%	γPE*%
Punti di Riconsegna	0,337507%	0,085219%

* quote percentuali applicate all'energia prelevata nei punti di riconsegna della rete regionale.

10A01370

DELIBERAZIONE 22 dicembre 2009.

Disposizioni in materia di contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 11 settembre 2007 e 17 dicembre 2009. (Deliberazione n. ARG/gas 200/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 22 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico (di seguito: il Ministro) 11 settembre 2007, recante obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas (di seguito: decreto 11 settembre 2007);
- il decreto del Ministro 30 ottobre 2008 (di seguito: decreto 30 ottobre 2008);
- il decreto del Ministro 3 dicembre 2008 di aggiornamento della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli (di seguito: procedura di emergenza);
- il decreto del Ministro 17 dicembre 2009 (di seguito: decreto 17 dicembre 2009);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2005 n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05 (di seguito: deliberazione n. 297/05);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 277/07 (di seguito: deliberazione n. 277/07);
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2008, ARG/gas 160/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 160/08).

Considerato che:

- con il decreto 11 settembre 2007 il Ministro ha previsto che tutti i clienti finali sono obbligati a contribuire al contenimento dei consumi di gas naturale, alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi, e gli altri esclusivamente attraverso il versamento di un corrispettivo; in particolare il decreto 11 settembre 2007:
  - individua i clienti finali che hanno l'obbligo di ridurre i propri consumi a seguito di richiesta del Ministero dello Sviluppo Economico e prevede un sistema di premi e penali diretto a tali clienti il cui saldo netto è alimentato da corrispettivi applicati a tutti i clienti finali;
  - prevede che i clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi, nonché altri clienti finali aventi determinate caratteristiche indicate nel medesimo decreto, hanno la facoltà di assumere l'impegno alla riduzione dei consumi in via prioritaria rispetto alla generalità dei clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi, nell'ambito della cosiddetta prima linea di intervento;

- al fine di promuovere l'adesione alla prima linea di intervento prevede il riconoscimento di premi più elevati ai clienti finali che vi aderiscono rispetto ai rimanenti clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi;
- prevede che l'importo unitario dei premi sia crescente con il livello di gravità del deficit di copertura del fabbisogno dei consumi di gas;
- prevede che le imprese di vendita possano procedere ad aggregare i clienti che aderiscono alla prima linea di intervento al fine di totalizzare i contributi di clienti diversi sia nello stesso intervallo temporale, sia su periodi temporali differenti e che in tal caso la stessa impresa è responsabile del risultato globale del contenimento dei consumi dei clienti aggregati e beneficia di incentivi quale compenso per la relativa attività di promozione e gestione;

- con la deliberazione n. 277/07 l'Autorità, in attuazione dell'articolo 6 del decreto 11 settembre 2007, ha definito, per l'anno termico 2007/2008:
  - i corrispettivi, i premi, le penali e gli incentivi sopra richiamati;
  - le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;
  - le modalità di modifica, ed eventualmente di recesso, dai contratti di fornitura da parte dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi di gas,
- con la deliberazione ARG/gas 160/08 l'Autorità ha definito le condizioni di adesione al contenimento dei consumi per l'anno termico 2008/2009, aggiornando ed integrando le condizioni definite con la deliberazione n. 277/07 , sulla base dei criteri stabiliti, al fine di incentivare la massima adesione per il medesimo anno termico, dal Ministro con il decreto 30 ottobre 2008, prevedendo tra l'altro premi crescenti in misura più che lineare, nel caso in cui la richiesta di contenimento dei consumi interessi più di una settimana, e crescenti con l'impegno alla riduzione dei consumi assunto;
- con il decreto 17 dicembre 2009 il Ministro ha definito i termini e le condizioni di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi per l'anno termico 2009/2010, limitando alla sola adesione volontaria ed al periodo compreso fra il 18 gennaio ed il 4 aprile 2010 l'applicazione della normativa riguardante il ricorso al contenimento dei consumi di gas ai sensi del decreto 11 settembre 2007;
- l'articolo 1, comma 9, del decreto 17 dicembre 2009 prevede che l'Autorità definisca entro il 22 dicembre 2009 il valore dei corrispettivi, dei premi, delle penali e degli incentivi sopra richiamati aggiornando ed integrando le valorizzazioni già introdotte con le deliberazioni già adottate in materia di contenimento dei consumi.

Ritenuto che:

- in attuazione di quanto previsto dal decreto 17 dicembre 2009, sia urgente definire le condizioni di adesione al contenimento dei consumi per l'anno termico 2009/2010, aggiornando ed integrando, sulla base dei criteri e delle finalità del medesimo decreto, le condizioni definite per l'anno termico 2008/2009 con la deliberazione ARG/gas 160/08

DELIBERA

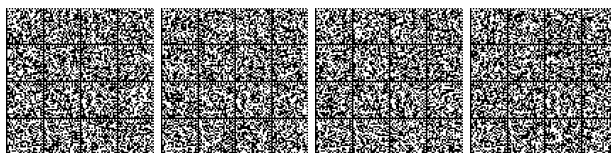
Articolo 1
Oggetto e ambito di applicazione

1.1 Il presente provvedimento definisce, per l'anno termico 2009/2010, ai sensi dell'articolo 1, comma 9, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 17 dicembre 2009:

a. i corrispettivi applicati a tutti i clienti finali per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;
b. i premi riconosciuti ai clienti finali che partecipano a titolo effettivo al contenimento dei consumi di gas e le penali applicate agli stessi clienti finali in caso di inadempienza;
c. i compensi riconosciuti alle imprese di vendita per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi tramite la medesima impresa di vendita, nonché i compensi riconosciuti al soggetto mandatario;
d. le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;
e. le modalità di recesso dall'adesione al contenimento dei consumi di gas assunta da parte di clienti finali ai sensi dell'articolo 3, comma 3, lettera a), del decreto 11 settembre 2007, prima dell'entrata in vigore del decreto 17 dicembre 2009.

Articolo 2
Definizioni

2.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e le seguenti definizioni:

a. Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
b. Cassa è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
c. clienti aderenti sono i clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi individuati all'articolo 3, comma 3, lettere a) e b) del decreto 11 settembre 2007;
d. clienti aderenti individualmente sono i clienti aderenti individuati all'articolo 3, comma 3, lettera a) del decreto 11 settembre 2007;
e. clienti aderenti in forma congiunta sono i clienti aderenti individuati all'articolo 3, comma 3, lettera b) del decreto 11 settembre 2007;
f. decreto 11 settembre 2007 è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 settembre 2007 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 226 del 28 settembre 2007;
g. decreto 30 ottobre 2008 è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 ottobre 2008;
h. decreto 17 dicembre 2009 è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 17 dicembre 2009;

i. Fondo è il fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas istituito presso la Cassa con la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05;
j. livello di gravità 1, 2 e 3 sono i tre livelli di gravità del deficit individuati rispettivamente all'articolo 4, comma 1, lettere a), b) e c) del decreto 11 settembre 2007;
k. responsabile del contenimento è il cliente aderente individualmente, o l'impresa di vendita relativamente all'impegno complessivo alla riduzione dei consumi assunto dai propri clienti aderenti in forma congiunta, o il soggetto mandatario relativamente al raggruppamento volontario e temporaneo che rappresenta;
l. soggetto mandatario è il soggetto individuato all'articolo 1, comma 4, del decreto 17 dicembre 2009.

Articolo 3
Corrispettivi per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas

3.1 Ai fini della contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi si applica il corrispettivo CV^{I} di cui all'articolo 3 della deliberazione 31 ottobre 2007, n. 277/07, come determinato ai sensi della deliberazione 28 dicembre 2007, n. 346/07.

3.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è applicato sino al 30 settembre 2010.

Articolo 4
Condizioni di adesione al contenimento dei consumi

4.1 Il responsabile del contenimento sceglie le proprie condizioni di adesione al contenimento dei consumi fra quelle individuate come opzione A e opzione B nell'*Allegato A* al presente provvedimento.

4.2 Il responsabile del contenimento, ovvero l'impresa di vendita relativamente ai propri clienti aderenti individualmente, comunica l'esito della scelta effettuata all'impresa maggiore di trasporto entro il termine definito all'articolo 3, comma 1, del decreto 17 dicembre 2009, unitamente alla trasmissione delle informazioni di cui all'articolo 7, comma 1, del decreto 11 settembre 2007, e all'articolo 1, comma 4, del decreto 17 dicembre 2009, con le modalità ivi indicate.

Articolo 5
Compensi per le imprese di vendita

5.1 A titolo di compenso per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali aderenti in forma congiunta, all'impresa di vendita o al soggetto mandatario è riconosciuto un incentivo pari a 0,8 euro per ogni Smc/g di disponibilità per l'anno termico 2009/2010 per il quale la medesima impresa o soggetto aderisce al contenimento dei consumi, secondo le modalità stabilite dal decreto 11 settembre 2007 e dal decreto 17 dicembre 2009.

Articolo 6

Modalità di versamento delle penali e di erogazione dei premi e degli incentivi

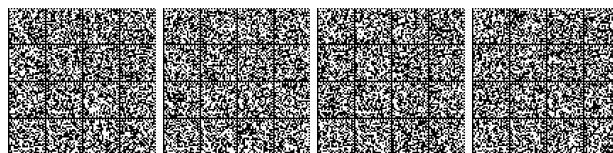
6.1 A decorrere dal mese di aprile 2010 la Cassa riconosce alle imprese di vendita e ai soggetti mandatari in dodici mensilità a valere sul Fondo un importo pari alla somma dei premi fissi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'*Allegato A* del presente provvedimento e dei compensi di cui all'articolo 5. A tal fine l'impresa maggiore di trasporto entro 30 (trenta) giorni dalla ricezione delle liste di cui all'articolo 7, comma 1, del decreto 11 settembre 2007 trasmette alla Cassa le informazioni necessarie.

6.2 A seguito della verifica a consuntivo di cui all'articolo 5, commi 3 e 4, del decreto, ovvero entro il 30 maggio 2010 nel caso in cui non sia stata richiesta nel corso del periodo 18 gennaio 2010 – 4 aprile 2010 la riduzione dei consumi, l'impresa maggiore di trasporto trasmette alla Cassa le seguenti informazioni aggregate per impresa di vendita e soggetto mandatario:

a) importo dei premi riconosciuti in caso di richiesta di riduzione di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A di competenza di ciascun cliente aderente individualmente;
b) importo dei premi riconosciuti in caso di richiesta di riduzione di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'allegato A di competenza del soggetto mandatario o dell'impresa di vendita in qualità di responsabili del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta;
c) importo delle penali di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovute da ciascun cliente aderente individualmente;
d) importo delle penali di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovute dal soggetto mandatario o dall'impresa di vendita in qualità di responsabili del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta;
e) importo dei rimborsi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovuti da ciascun cliente finale aderente individualmente;
f) importo dei rimborsi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovuti dal soggetto mandatario o dall'impresa di vendita in qualità di responsabili del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta.

6.3 Entro lo stesso termine di cui al comma 6.2, l'impresa di trasporto, trasmette le informazioni ivi indicate alle imprese di vendita, ai soggetti mandatari e ai clienti aderenti individualmente, limitatamente alle parti riguardanti il destinatario.

6.4 A decorrere dal secondo mese successivo alla ricezione delle informazioni di cui al comma 6.2, la Cassa riconosce, a valere sul Fondo, in dodici mensilità, all'impresa di vendita ovvero al soggetto mandatario un importo pari alla differenza se positiva fra:

a. la somma degli importi di cui alle lettere a) e b) del comma 6.2; e
b. la somma degli importi di cui alle lettera c), d), ed f) di cui al comma 6.2.

6.5 A decorrere dal secondo mese successivo alla ricezione delle informazioni di cui al comma 6.2, l'impresa di vendita ovvero il soggetto mandatario versa nel Fondo, in dodici mensilità, un importo pari alla differenza se positiva fra la somma di cui alla lettera b del comma 6.4, e la somma di cui alla lettera a del comma 6.4.

6.6 L'impresa maggiore di trasporto entro 30 (trenta) giorni dalla ricezione delle liste di cui all'articolo 7, comma 1, del decreto 11 settembre 2007 trasmette all'Autorità un resoconto circa l'adesione ricevuta, comprendente anche il valore dei premi fissi da riconoscere ai soggetti aderenti, nonché la stima degli importi mensili che prevede di raccogliere in applicazione del corrispettivo di cui al comma 3.1

6.7 La Cassa trasmette all'Autorità, entro il 15 di ciascun mese, un rendiconto sulla gestione del Fondo aggiornato al mese precedente.

Articolo 7
Obblighi informativi in capo alle imprese di distribuzione

7.1 Le imprese di distribuzione del gas naturale rendono disponibile alle imprese di vendita che ne facciano richiesta a condizioni non discriminatorie l'elenco dei punti di riconsegna dalle medesime gestite caratterizzati da rilevazione (o registrazione) giornaliera dei prelievi.

Articolo 8
Modalità di recesso dall'adesione individuale al contenimento dei consumi

8.1 I clienti finali che alla data di entrata in vigore del decreto 17 dicembre 2009 hanno già aggiornato, ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del decreto 11 settembre 2007, il proprio contratto di fornitura con l'aggiunta della clausola di adesione individuale al contenimento dei consumi ai sensi dell'articolo 3, comma 3, lettera a) del decreto 11 settembre 2007, hanno facoltà di recedere da tale clausola, ai soli fini di aderire al contenimento dei consumi tramite soggetto mandatario o impresa di vendita ai sensi del decreto 17 dicembre 2009.

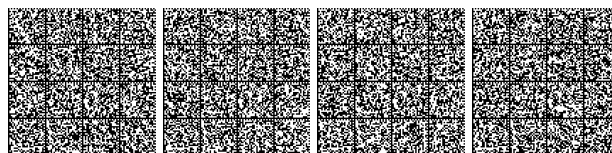
8.2 Il recesso di cui al comma precedente può essere esercitato entro il 7 gennaio 2010.

Articolo 9
Disposizioni finali

9.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 22 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Condizioni di adesione al contenimento dei consumi – Opzioni A e B

Articolo 1
Convenzioni

Ai fini delle presenti condizioni si utilizzano le seguenti convenzioni:

d_j indica l'impegno di riduzione dei consumi assunto dal responsabile del contenimento per il periodo 18 gennaio – 4 aprile 2010, espresso in Smc/g, e, nei limiti previsti all'articolo 1, comma 6, del decreto 17 dicembre 2009, relativo alla *j-esima* settimana del medesimo periodo;

d è il valore medio di d_j nel periodo 18 gennaio – 4 aprile 2010;

D_k indica per ciascuna settimana k per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi, corrispondente alla *j-esima* settimana del periodo 18 gennaio – 4 aprile 2010, la somma di d_j estesa a tutti i giorni della medesima settimana, per i quali è stata richiesta la riduzione dei consumi; tali giorni sono determinati tenuto conto di quanto stabilito all'articolo 1, comma 8, del decreto 17 dicembre 2009, in relazione ai cicli continui;

R_k indica per ciascuna settimana k per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi, la somma della riduzione richiesta in ciascun giorno della medesima settimana;

E_k indica la riduzione dei consumi effettuata dal responsabile del contenimento nella *k-esima* settimana per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi, determinata con la verifica a consuntivo prevista dall'articolo 5, commi 3 e 4, del decreto11 settembre 2007, secondo le modalità di cui all'articolo 1, comma 8 del decreto 17 dicembre 2009 (di seguito: verifica a consuntivo);

S_k indica l'incremento dei consumi effettuato dal responsabile del contenimento nella *k-esima* settimana per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi, determinato con la verifica a consuntivo;

M_k indica, con riferimento alla *k-esima* settimana per la quale è stata richiesta la riduzione, il minore fra i valori assunti da E_k e da D_k nella medesima settimana.

Articolo 2
Premio fisso per l'impegno a ridurre i consumi

A fronte dell'impegno alla partecipazione a titolo effettivo alla riduzione dei consumi, il responsabile del contenimento, riceve un importo pari a:

$$F = f \cdot d$$

ove:

f è pari a:
3 euro/Smc/g per l'opzione A;
0,1 euro/Smc/g per l'opzione B.

Articolo 3
Premio riconosciuto in caso di richiesta di riduzione

In caso di richiesta di riduzione dei consumi, ed a seguito della verifica a consuntivo, al responsabile del contenimento, è riconosciuto un importo pari a:

$$V = \sum_{i=1}^{n} v_{Bk} \cdot M_k$$

dove:

v_{Bk} è pari, per ogni *k-esima* settimana per la quale è stata richiesta la riduzione, a: $v_{Bk} = v_B \cdot 1{,}13^{(k-1)}$ ove v_b è individuato nella seguente tabella con riferimento all'opzione scelta, al livello di gravità, e, limitatamente all'opzione B, anche con riferimento al valore di d:

Livello di gravità	V_B [Euro/Smc]			
	Opzione A	Opzione B		
		$d < 1 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^6 \le d < 2 \cdot 10^6$	$d \ge 2 \cdot 10^6$
1	0,72	1,70	2,00	2,30
2	0,80	1,80	2,10	2,40
3	0,88	1,90	2,20	2,50

n è il numero di settimane, o frazioni delle stesse, relativamente alle quali è stata richiesta la riduzione dei consumi.

Articolo 4
Penali per inadempienza

In caso di richiesta di riduzione dei consumi ed a seguito della verifica a consuntivo, il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari a:

$$P = Pc \cdot B + \sum_{i=1}^{n} P_{1k} \cdot A_k$$

dove:

P_{1k} per l'opzione A è uguale per ogni settimana ed è individuato nella seguente tabella con riferimento al livello di gravità, e per l'opzione B, per ogni *k-esima* settimana è pari a 2 volte il corrispondente valore di v_{Bk}:

Livello di gravità	P_{1k} [Euro/Smc]
	Opzione A
1	2,99
2	3,32
3	3,65

P_c è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	P_c [Euro/Smc]
1	4,08
2	4,53
3	4,99

A_k per ciascun settimana k per la quale è stata richiesta la riduzione, è determinato come segue:

$A_k = 0$ se $E_k \geq R_k$

$A_k = R_k - E_k$ se $E_k < R_k$

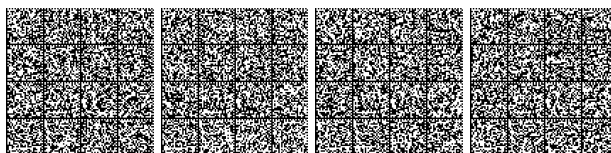
B è pari alla somma, estesa a tutte le settimane k per le quali è stata richiesta la riduzione dei consumi, di S_k

Articolo 5
Rimborsi

Qualora, relativamente ad una o più settimane j del periodo 18 gennaio – 4 aprile 2010, la differenza fra l'impegno di riduzione dei consumi d_j assunto dal responsabile del contenimento relativamente alla medesima settimana del periodo e:

a) i prelevi medi dei 30 giorni che precedono la data di individuazione del contenimento necessario assunti quale base dei consumi per la verifica a consuntivo, nel caso in cui per la settimana j sia stata richiesta la riduzione dei consumi; ovvero

b) i prelievi medi dei 30 giorni precedenti la settimana j, calcolati con le medesime modalità previste per la determinazione della base dei consumi per la verifica a consuntivo, nel caso in cui per la settimana j non sia stato richiesto il contenimento dei consumi;

risultasse superiore a zero il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari al valore del corrispettivo f di cui all'articolo 2 moltiplicato per il maggior valore assunto da detta differenza.

10A01371

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. (Deliberazione n. ARG/gas 207/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/gas 136/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 136/09).

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n. 125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione trova conferma nell'attuale assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale e in quanto definito dall'Autorità nel TIVG.

Considerato inoltre che:

- l'articolo 6 del TIVG ha stabilito i criteri di aggiornamento della componente relativa alla commercializzazione all'ingrosso CCI_t calcolata, in ciascun nel trimestre t-esimo, come somma dei seguenti elementi:
  a) *QCI*, pari al corrispettivo fisso a copertura di altri oneri di commercializzazione del gas all'ingrosso, non compresi in quelli di cui alla successiva lettera b) e fissato pari a 0,930484 euro/GJ;
  b) QE_t, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nel trimestre t-esimo;

- il medesimo articolo 6 del TIVG ha inoltre previsto che l'elemento QE_t e la componente CCI_t siano aggiornati e pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre;
- l'indice dei prezzi di riferimento I_t relativo al gas naturale, calcolato ai sensi dell'articolo 6 comma 2 del TIVG, per il trimestre gennaio – marzo 2010, è pari a 0,775.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre gennaio – marzo 2010, aggiornare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 5 del TIVG, relativamente alla componente CCI_t, prevedendo un aumento, rispetto al valore del trimestre precedente, di 0,481570 euro/GJ dell'elemento QE_t, aumento pari a 0,018550 euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,038520 GJ/mc

DELIBERA

Articolo 1
Aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2010 della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI_t

1.1 Per il trimestre gennaio – marzo 2010, i valori dell'elemento QE_t e della componente CCI_t di cui all'articolo 6 del TIV sono fissati nella Tabella 1 allegata al presente provvedimento.

Articolo 2
Disposizioni finali

2.1 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1° gennaio 2010.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: Ortis

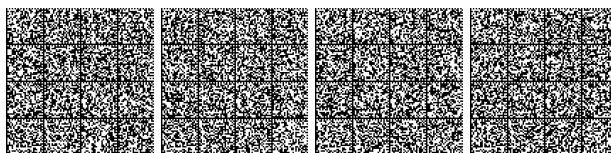



Tabella 1

Elemento QE_t e componente CCI_t di cui all'articolo 6 del TIVG

	Euro/GJ	Euro/mc (*)
Elemento QE_t	5,482206	0,211175
Componente CCI_t	6,412690	0,247017

(*) per forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,038520 GJ/mc

10A01372

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale. (Deliberazione n. ARG/gas 208/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e l'allegato Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/gas 137/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 137/09).

Considerato che:

- il TIVG ha, tra l'altro, confermato i criteri di aggiornamento dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima, *QEPROPMC,* rimandando a successivi provvedimenti la revisione di eventuali ulteriori aspetti relativi alla fornitura di gas diversi da gas naturale;
- l'articolo 23 del TIVG prevede, tra l'altro, che l'elemento *QEPROPMC* sia aggiornato e pubblicato dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre;
- rispetto al valore definito nella deliberazione ARG/gas 137/09, l'indice J_t relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione, in valore assoluto, maggiore del 5%.

Ritenuto che sia necessario:

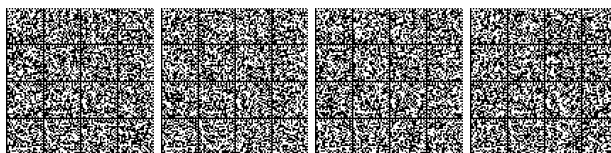
- per il trimestre gennaio – marzo 2010, aggiornare le condizioni economiche di fornitura di cui all'articolo 22 del TIVG, prevedendo un aumento, rispetto al valore del trimestre precedente, di 1,224132 Euro/GJ dell'elemento *QEPROPMC* di cui all'articolo 23, comma 1 punto a) del TIVG, aumento pari a 0,122499 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,100070 GJ/mc (0,050240 GJ/kg).

DELIBERA

1. di fissare, per trimestre gennaio – marzo 2010, il valore dell'elemento *QEPROPMC* di cui all'articolo 23, comma 1 del TIVG pari a 8,257340 Euro/GJ che corrisponde a 0,826312 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 0,100070 GJ/mc (0,050240 GJ/kg).
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la presente deliberazione, che entra in vigore dall' 1° gennaio 2010.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

10A01373

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Modifiche al testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) in materia di determinazione della componente relativa al servizio di trasporto (*QTi*) e obblighi di comunicazione e pubblicazione. Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 dell'elemento *QTV*t. (Deliberazione n. ARG/gas 209/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2008/92/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 24 giugno 2002;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 31 ottobre 2002;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas (di seguito: Autorità) 4 dicembre 2003, n. 138/03;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08, e in particolare l'Allegato A recante Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2009-2012 (RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/com 202/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, ed in particolare l'Allegato A recante il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09;
- la deliberazione dell'Autorità 27 novembre 2009, ARG/gas 182/09;
- la deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, ed in particolare la parte II recante Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (RTTG) e la parte III recante Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo 2010-2013 (RMTG);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2009, ARG/gas 192/09, (di seguito: deliberazione ARG/gas 192/09);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2009, ARG/gas 198/09, (di seguito: deliberazione ARG/gas 198/09);

- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2009, ARG/gas 200/09, (di seguito: deliberazione ARG/gas 200/09);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/gas 207/09;
- le comunicazioni della società Snam Rete Gas S.p.A. del 23 dicembre 2009, prot. Autorità n. 0075530 e n. 0075531del 28 dicembre 2009.

Considerato che:

- il RTTG ha definito le modalità di determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 prevedendo, tra l'altro, che i corrispettivi unitari variabili *CV* e CV^p della tariffa di trasporto di cui all'articolo 14 della RTTG siano espressi in euro/Smc;
- il RMTG ha definito le modalità di determinazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto gas per il periodo di regolazione 2010-2013, prevedendo la definizione del corrispettivo *CM*;
- la deliberazione ARG/gas 192/09 ha definito i nuovi criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento, definendo le modalità di allocazione agli utenti del bilanciamento dei quantitativi di gas relativi alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo;
- la deliberazione ARG/gas 200/09 ha prorogato l'applicazione dell'elemento CV^I fino al 30 settembre 2010;
- con riferimento all'anno 2010, i livelli delle tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale e delle tariffe per il servizio di misura del trasporto gas sono state approvate con deliberazione ARG/gas198/09 e, con riferimento alle tariffe per il servizio di trasporto, è previsto che la componente tariffaria φ di cui al comma 14.12bis della deliberazione n. 166/05 sia fissata pari a zero;

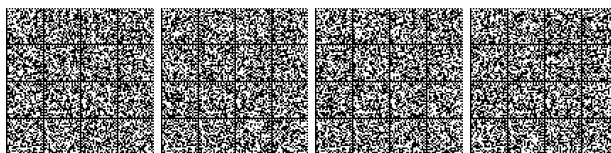
Considerato inoltre che:

- la Direttiva 2008/92/CE ha modificato la metodologia precedentemente in vigore per la raccolta dei prezzi del gas e dell'energia elettrica praticati ai consumatori industriali finali; e che con il "voluntary agreement" del 21 giugno 2007 tra gli Stati membri è stata definita la metodologia da applicare per i prezzi praticati ai consumatori domestici finali;
- il titolo II sezione 3 del TIVG definisce, tra l'altro, gli obblighi di comunicazione all'Autorità delle condizioni economiche applicate da ciascun esercente la vendita del gas naturale ai clienti finali, prevedendo altresì la definizione di ulteriori adempimenti, anche al fine di garantire la disponibilità dei dati in coerenza con le disposizioni di livello comunitario;
- l'articolo 19 comma 2 lettera a) del TIVG prevede che i dati di cui al precedente alinea vengano disaggregati, tra l'altro, in base all'area di uscita dalla rete nazionale di trasporto di cui alla deliberazione n. 166/05;
- l'articolo 7 del RTTG ha ridefinito le aree di uscita dalla rete nazionale di trasporto coerentemente con gli ambiti tariffari della distribuzione di cui all'articolo 36 del RTDG.

Considerato infine che:

- il titolo II sezione 3 del TIVG definisce anche gli obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela da parte degli esercenti;
- in particolare il comma 18.1 del TIVG prevede che gli esercenti la vendita pubblichino nel proprio sito internet le condizioni di tutela per ciascuna località nella quale operano, dando evidenza delle singole componenti, e provvedano ai loro aggiornamenti;
- sono pervenute segnalazioni in merito a modalità di applicazione del comma 18.1 che rendono problematico l'accesso alle informazioni di cui al comma stesso da parte dei clienti finali.

Ritenuto che:

- sia opportuno modificare le modalità di determinazione della componente relativa al servizio di trasporto QT_i di cui all'articolo 8 del TIVG prevedendo che la nuova componente sia calcolata come somma di due elementi:
  a) QTF_i, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto;
  b) QTV_t, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato;
- sia necessario, ai fini del calcolo dell'elemento QTF_i trasformare i corrispettivi unitari variabili CV e CV^p, espressi in euro/Smc, in euro/GJ utilizzando un potere calorifico superiore coerente con i calcoli effettuati dall'impresa maggiore di trasporto nella proposta tariffaria per l'anno 2010 e comprendere il valore del corrispettivo CM;
- sia opportuno determinare l'elemento QTV_t come percentuale del costo di approvvigionamento del gas relativo all'autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, costo che risulta pari alla somma della componente di commercializzazione all'ingrosso CCI_t di cui all'articolo 6 del TIVG, e di una componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV di tali quantitativi di gas;
- sia opportuno che la componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV di cui al precedente alinea sia determinata considerando:
  - i valori del corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti dei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti CP_e, applicando il medesimo coefficiente di utilizzo unitario definito ai fini del calcolo della componente relativa al servizio di trasporto per i clienti in regime di tutela;
  - i valori del corrispettivo unitario variabile CV e del corrispettivo integrativo CV^p definiti per la componente relativa al servizio di trasporto per i clienti in regime di tutela;
- sia necessario pubblicare, il valore dell'elemento QTV_t per il trimestre gennaio–marzo 2010;
- sia necessario modificare la componente QOA di cui all'articolo 11 del TIVG, prevedendo di eliminare l'elemento φ, pari alla maggiorazione di cui al di cui al comma 14.12bis della deliberazione n. 166/05.

Ritenuto inoltre che:

- sia necessario modificare le disposizioni concernenti gli obblighi di comunicazione all'Autorità delle condizioni economiche praticate dagli esercenti la vendita del gas naturale ai clienti finali, adeguando gli obblighi medesimi ai mutamenti del quadro regolatorio nazionale, anche al fine di mantenere la valenza conoscitiva delle informazioni raccolte per la valutazione dello sviluppo concorrenziale dei mercati;
- sia opportuno che gli obblighi di comunicazione contengano modalità coerenti con le disposizioni previste a livello comunitario in materia di rilevazioni dei prezzi, anche al fine di minimizzare l'onere per gli operatori nella predisposizione dei dati richiesti;
- sia opportuno modificare le disposizioni concernenti gli obblighi di pubblicazione delle condizioni economiche del servizio di tutela al fine di assicurare la piena accessibilità a tali informazioni da parte dei clienti finali attraverso il sito internet degli esercenti la vendita

DELIBERA

1. di modificare il TIVG nei termini sotto indicati:

a) l'articolo 8 è sostituito con il seguente:

"Articolo 8

Componente relativa al servizio di trasporto

8.1 La componente relativa al servizio di trasporto $QT_{i,t}$ nel trimestre t-esimo, è calcolata, per ciascun i-esimo ambito tariffario, come somma dei seguenti elementi:

a) QTF_i, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo a copertura dei costi di trasporto, calcolato ai sensi del comma 8.2 e pari ai valori di cui alla Tabella 5;

b) QTV_t, espresso in euro/GJ, pari al corrispettivo variabile a copertura dei costi relativi al gas di autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, calcolato ai sensi del comma 8.4 .

8.2 L'elemento QTF_i di cui al comma 8.1, lettera a) è determinato mediante la seguente formula:

$$QTF_i = \frac{\sum_k \left(QTE^k \times E^k\right)}{\sum_k E^k} \qquad \text{(euro/GJ)}$$

dove:

- QTE^k è la quota relativa al costo di trasporto per l'impegno di capacità di rete nazionale e regionale e al costo variabile di trasporto fino al k-esimo impianto di distribuzione, espressa in euro/GJ;

- E^k è l'energia complessiva media riconsegnata nel k-esimo impianto di distribuzione nei tre precedenti anni termici, espressa in GJ;
- k sono gli impianti di distribuzione che costituiscono l'i-esimo ambito tariffario.

8.3 La quota QTE^k di cui al comma 8.2, espressa in euro/GJ, è determinata mediante la seguente formula:

$$QTE^{k} = 0{,}070249 \times \left(\frac{CP_e}{0{,}9} + \left(2{,}592592 \times CP_e^{stocc} + 1{,}813880 \times CP_u^{stocc}\right) + \frac{CP_u^k + CR_r^k + CM^k}{0{,}27} \right) + 25{,}641026 \times (CV + CV^p)$$

dove:

- CP_e è il corrispettivo unitario medio di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, ponderato sulle capacità di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CP_e^{stocc} è il corrispettivo unitario di capacità di entrata da stoccaggio, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CP_u^{stocc} è il corrispettivo unitario di capacità di uscita a stoccaggio, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CP_u^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nel punto di uscita della rete nazionale di gasdotti relativo al k-esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CR_R^k è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CM^k è il corrispettivo di misura per ciascun punto di riconsegna, attribuibile al k-esimo impianto di distribuzione, espresso in euro/anno/Smc/giorno;
- CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/Smc;
- CV^P è il corrispettivo integrativo unitario variabile, espresso in euro/Smc.

8.4 L'elemento QTV_t di cui al comma 8.1, lettera b) è determinato mediante la seguente formula:

$$QTV_t = \lambda \times \left(CCI_t + QT_{PSV}^{tut}\right) \quad \text{(euro/GJ)}$$

dove:

- CCI_t è il corrispettivo di cui al comma 6.1;
- λ è la percentuale riconosciuta in riferimento alle perdite di rete, al gas non contabilizzato e all'autoconsumo fissata pari a 0,008254;
- QT_{PSV}^{tut} è la componente relativa al servizio di trasporto fino al PSV fissata pari a 0,194100 (euro/GJ).

8.5 L'elemento QTV_t della componente relativa al servizio di trasporto è aggiornata e pubblicata dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre, con inizio dei trimestri a partire dall'1 gennaio 2010.

8.6 Entro il 31 ottobre di ogni anno, l'impresa di distribuzione, ai fini dei calcoli di cui ai commi 8.2 e 8.3, trasmette all'impresa maggiore di trasporto l'elenco dei punti di riconsegna costituenti il k-esimo impianto di distribuzione, riconducibili all'i-esimo ambito e l'energia complessiva riconsegnata nel k-esimo impianto.

8.7 Entro il 15 novembre di ogni anno, l'impresa maggiore di trasporto, d'intesa con le altre imprese di trasporto, calcola i valori dell'elemento QTF_i per ciascun ambito e li trasmette all'Autorità, unitamente ai valori di CP_e, QTE^k, CM^k ed E^k attribuiti ai singoli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito e utilizzati per il calcolo dell'elemento QTF_i.

8.8 L'impresa maggiore di trasporto pubblica nel proprio sito internet e mantiene aggiornato un elenco degli impianti di distribuzione riconducibili a ciascun ambito tariffario."

b) il comma 11.1 è sostituito con il seguente comma:

"11.1 La componente relativa agli oneri aggiuntivi *QOA* è costituita dalla somma dei seguenti elementi:

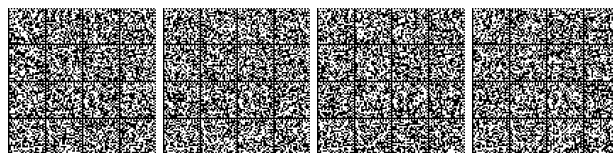
a) elemento CV^I, pari al corrispettivo unitario variabile per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;
b) elemento C_{CONR}, pari al corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dalle imprese di vendita in conseguenza dell'applicazione degli articoli 1 e 2 della deliberazione ARG/ gas 192/08;
c) elemento C_{FGUI} pari al corrispettivo unitario variabile per la compensazione degli oneri derivanti dall'attività svolta dai fornitori grossisti di ultima istanza (FGUI);"

c) l'articolo 18 è sostituito con il seguente articolo:

"*Articolo 18*

Obblighi di pubblicazione del servizio di tutela

18.1 Entro il primo mese di ciascun trimestre, con decorrenza dei trimestri dall'1 gennaio 2010, gli esercenti la vendita pubblicano nel proprio sito internet le condizioni economiche del servizio di tutela di cui alla Sezione 1, per ciascuna località nella quale operano, dando evidenza delle singole componenti, e provvedono ai loro aggiornamenti. Le informazioni di cui al presente comma vengono riportate in apposita sezione del sito internet denominata "Offerta servizio tutela gas" e accessibile direttamente dalla pagina iniziale (home page).

18.2 Gli esercenti la vendita trasmettono con cadenza annuale le informazioni di cui al comma 18.1. all'Autorità, attraverso la compilazione di appositi moduli resi disponibili nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it). Le informazioni devono essere trasmesse entro 45 (quarantacinque) giorni dalla pubblicazione sul sito internet degli appositi moduli."

d) l'articolo 19 è sostituito con il seguente articolo:

"Articolo 19
Obblighi di comunicazione a carico degli esercenti la vendita

19.1 Entro 45 (quarantacinque) giorni dal termine di ogni trimestre, con decorrenza dei trimestri dall'1 gennaio 2010, gli esercenti la vendita trasmettono all'Autorità, con riferimento all'attività svolta verso i clienti finali in ciascun mese del trimestre:
a) il fatturato della fornitura del gas naturale, al netto delle relative imposte;
b) l'ammontare dell'imposta di consumo e delle addizionali regionali;
c) l'ammontare dell'imposta sul valore aggiunto;
d) le quantità fornite;
e) il numero di punti di riconsegna attivi.

19.2 Gli esercenti la vendita trasmettono le informazioni di cui al comma 1 secondo le seguenti disaggregazioni:
a) regione;
b) rete cui sono allacciati i clienti finali (trasporto o distribuzione);
c) tipologie di clienti finali di cui alla Tabella 3;
d) classi di consumo annuo di cui alla Tabella 4.

19.3 Limitatamente alle voci di cui alle lettere d) ed e) del comma 19.1 gli esercenti indicano la quota relativa al servizio di tutela.
19.4 Ai fini della trasmissione delle informazioni di cui al presente articolo, gli esercenti la vendita compilano i moduli disponibili nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)."
e) le tabelle 2, 3 e 4 sono sostituite con le seguenti tabelle:

Tabella n. 2
Componente relativa agli oneri aggiuntivi (*QOA*)

Elementi componente *QOA*	**euro/GJ**
Elemento CV^{I}	0,010439
Elemento C_{CONR}	0,039564
Elemento C_{FGUI}	0,007788

Tabella n. 3
Tipologie di clienti finali per l'invio dei dati di cui all'articolo 19

TIPOLOGIE DI CLIENTI FINALI
Domestico
Condominio con uso domestico
Commercio e servizi
Industria
Generazione elettrica
Autotrazione

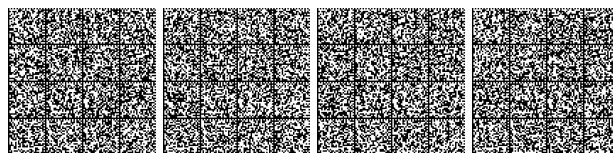



Tabella n. 4
Classi di consumo per l'invio dei dati di cui all'articolo 19

CLASSI (*) DI CONSUMO ANNUO (GigaJoule)
0 – 20
20 – 60
60 – 200
200 – 1.000
1.000 – 3.080
3.050 – 7.700
7.700 – 10.000
10.000 – 38.520
38.520 – 100.000
100.000 – 1.000.000
1.000.000 – 4.000.000
≥ 4.000.000

(*) Le classi non comprendono l'estremo superiore dell'intervallo.

f) dopo la tabella 4 è inserita la seguente tabella 5:

Tabella n. 5
Elemento *QTFi*

Ambito tariffario	**euro/GJ**
Ambito nord occidentale	0,856690
Ambito nord orientale	0,768597
Ambito centrale	0,773750
Ambito centro-sud orientale	0,713443
Ambito centro-sud occidentale	0,762860
Ambito meridionale	0,661137

2. di fissare, per il trimestre gennaio–marzo 2010, il valore dell'elemento QTV_t di cui all'articolo 8 del TIV ad un livello pari a 0,054532 euro/GJ;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del TIVG come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: Ortis

10A01374

DELIBERAZIONE 18 dicembre 2009.

Disposizioni per l'anno 2010 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero. (Deliberazione n. ARG/elt 194/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

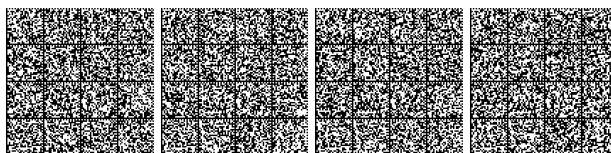
Nella riunione del 18 dicembre 2009

Visti:

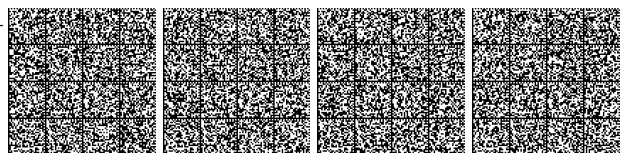
- La direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica che abroga il regolamento n. 1228/200 del 14 agosto 2009 (di seguito: il regolamento n. 714/2009);
- la legge 14 novembre 1995 n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 12 dicembre 2002 n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 11 dicembre 2008 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2009, e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2009 (si seguito: decreto 11 dicembre 2008);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009 recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2010, dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi energetici GSE S.p.A. (di seguito: decreto 27 novembre 2009);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2009 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2010, e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2010 (si seguito: decreto 18 dicembre 2009);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e l'Allegato A alla medesima deliberazione, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2008, ARG/elt 182/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 182/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 gennaio 2009, ARG/elt 11/09 (di seguto: deliberazione ARG/elt 11/09);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2009, PAS 24/09 con cui l'Autorità ha espresso il proprio parere al Ministro per lo Sviluppo Economico sullo schema di decreto recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2010, e direttive all'Acquirente unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2010;
- la decisione della Commissione Europea 2003/796/EC dell' 11 novembre 2003 con cui viene istituito ERGEG, gruppo di lavoro europeo dei regolatori di elettricità e gas;

- la lettera di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 30 novembre 2009, prot. Autorità n. 71173, con cui si comunicano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità i valori della capacità di trasporto per l'anno 2010 delle linee di interconnessione sulle frontiere elettriche con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia;
- le regole per l'accesso alle reti di interconnessione tra Italia e Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia con i relativi allegati - *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections* (di seguito: *Access rules*) elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG, Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa, e inviate da Terna all'Autorità in data 3 dicembre 2009, prot. Autorità 73047 del 10 dicembre 2009;
- la comunicazione di Terna in data 16 dicembre 2009, prot. Autorità n. 74447 del 17 dicembre 2009 con cui si notifica all'Autorità una modifica alle *Access rules* introdotta su richiesta dell'Autorità di regolazione greca volta a chiarire un aspetto relativo al funzionamento delle aste relative alla capacità in importazione dalla frontiera elettrica con la Grecia;
- lo schema di regolamento, comprensivo dei relativi allegati, che disciplina le modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione, predisposto da Terna in conformità al regolamento vigente per l'anno 2009 e inviato all'Autorità allegato alla comunicazione in data 16 dicembre 2009, prot. Autorità n. 74761 del 18 dicembre 2009.

Considerato che:

- nell'anno 2006, in coerenza con le citate disposizioni di cui al regolamento n. 1228/2003, l'ERGEG ha avviato i lavori di 7 Iniziative Regionali Europee (ERI) tra cui quella relativa alla Regione Centro-Sud, coordinata dall'Autorità, di cui fanno parte Italia, Austria, Germania, Slovenia, Francia, Germania, Grecia e Svizzera come membro osservatore, con l'obiettivo di fornire un contributo concreto all'integrazione dei rispettivi mercati nazionali;
- le *Access Rules* predisposte per l'anno 2010 nell'ambito della Regione Centro-Sud da parte dei gestori di rete partecipanti in conformità alle disposizioni del regolamento n. 714/2009 e alle principali indicazioni fornite dai Regolatori che coordinano i lavori della medesima Regione sono state redatte in continuità con le regole adottate per l'anno 2008 apportando alcune modifiche per migliorare l'efficienza del mercato della capacità assegnata con particolare riferimento all'interconnessione con la Francia;
- il decreto 18 dicembre 2009 prevede, tra l'altro, che:
  a) l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulle frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia è effettuata nell'ambito di procedure concorsuali condotte secondo modalità definite negli accordi stipulati tra Terna e i gestori di rete dei Paesi interconnessi per l'allocazione congiunta della capacità assegnabile;
  b) i proventi delle procedure di assegnazione, per la quota spettante a Terna, sono utilizzati a salvaguardia dell'economicità delle forniture per i clienti finali, attraverso la riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete;

- il decreto 18 dicembre 2009 prevede inoltre:
  a) il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione dei contratti pluriennali per la sola frontiera svizzera e il mantenimento, sulla medesima frontiera, di una quota riservata alla società Raetia Energie;
  b) la riserva di capacità di trasporto per i soggetti cui è stata concessa un'esenzione dalla disciplina di accesso a terzi, pari alla capacità concessa in esenzione e resa disponibile dall'entrata in esercizio delle relative linee di interconnessione private;
  c) di ottemperare agli accordi assunti con la Repubblica di San Marino e lo Stato Città del Vaticano ripartendo i proventi delle assegnazioni dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto sulla frontiera elettrica con la Francia, garantendo l'equivalenza economica rispetto all'assegnazione di riserva di capacità di trasporto, ovvero assegnando una riserva sulla capacità della frontiera svizzera;
  d) la destinazione di una quota di capacità di trasporto sulla frontiera svizzera per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, rendendo disponibile per il mercato libero la quota parte di detta capacità giornaliera non utilizzata;
- con la deliberazione ARG/elt 182/08 l'Autorità ha previsto che, a partire dall'anno 2010, i proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto fossero utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06, mantenendo separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua determinazione;
- la disposizione di cui al precedente alinea consente l'utilizzo dei proventi derivanti dall'assegnazione della capacità di interconnessione a copertura dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento e in particolare dei costi sostenuti per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata.

Considerato inoltre che:

- il decreto 18 dicembre 2009 prevede che l'energia elettrica importata dal titolare italiano del contratto pluriennale sia ritirata dall'Acquirente unico SpA (di seguito: Acquirente unico) purché in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento dell'energia elettrica per l'anno 2010 – alle medesime condizioni di cui al decreto 11 dicembre 2008 - al prezzo di 59,5 euro/MWh e che tale prezzo (di seguito: prezzo AU) è adeguato in corso d'anno dall'Autorità con modalità analoghe a quelle definite con riferimento al prezzo di assegnazione dei diritti di cui al decreto 27 novembre 2009 (di seguito: prezzo CIP6);
- il decreto 27 novembre 2009 prevede che l'Autorità adegui il prezzo CIP6 con modalità analoghe a quelle adottate per l'anno 2009 in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi di cui all'articolo 5 del decreto del Ministero delle attività produttive 19 dicembre 2003;
- con la deliberazione ARG/elt 11/09 l'Autorità ha stabilito le modalità di aggiornamento del prezzo CIP6 valevole per l'anno 2009 sulla base dell'andamento

trimestrale dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima ed in particolare del prezzo di acquisto di cui al comma 30.4, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 (di seguito: PUN).

Ritenuto che:

- sia opportuno approvare la metodologia di aggiornamento per l'adeguamento del prezzo AU nel corso dell'anno 2010 confermando la metodologia adottata per l'anno 2009, conforme alle modalità di aggiornamento del prezzo CIP6 di cui alla deliberazione ARG/elt 11/09;
- sia opportuno approvare le *Access Rules* elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro attivato nell'ambito dell' Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa facente capo a ERGEG;
- sia opportuno approvare lo schema di regolamento predisposto da Terna per disciplinare le modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2010;
- sia opportuno prevedere, conformemente a quanto disposto dal decreto 18 dicembre 2009, che i proventi delle procedure di assegnazione siano utilizzati per la riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete;
- ai sensi dell'articolo 18 del regolamento n. 714/09, e conformemente a quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 182/08, i proventi di cui al precedente alinea siano utilizzati a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 come copertura dei costi sostenuti da Terna per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata, nell'ambito del mercato per i servizi di dispacciamento

DELIBERA

1. di approvare le *Access Rules* elaborate da Terna congiuntamente agli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro attivato nell'ambito dell'Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa facente capo a ERGEG, e inviate da Terna all'Autorità in data 3 dicembre 2009, opportunamente integrate in seguito al recepimento della modifica relativa alla frontiera greca di cui alla comunicazione di Terna del 18 dicembre 2009;
2. di approvare le disposizioni per l'anno 2010 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero come definite nell'*Allegato A* al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
3. di approvare lo schema di regolamento predisposto da Terna e inviato all'Autorità in data 16 dicembre 2009, contenente le modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2010;
4. di prevedere che il prezzo AU per ciascun trimestre dell'anno 2010, a partire dal secondo, sia determinato a partire dal corrispondente prezzo per il primo trimestre del medesimo anno con la formula di seguito riportata e che l'Acquirente unico pubblichi sul proprio sito internet, entro il decimo giorno del primo mese di ciascun trimestre dell'anno 2010 a partire dal secondo, il prezzo AU determinato sulla base della presente deliberazione.

- $PAU = PAU_1 \cdot \frac{PUN_T}{PUN_{T1}}$

  Dove:

- PAU_1 è il prezzo AU del primo trimestre dell'anno 2010, fissato pari a 59,5 euro/MWh;
- PUN_T è la media aritmetica del PUN nel trimestre precedente a quello cui l'aggiornamento si riferisce;
- PUN_{T1} è la media aritmetica del PUN nell'ultimo trimestre dell'anno 2009;

5. di prevedere che i proventi delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2010 spettanti a Terna siano utilizzati a riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale attraverso la riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06, mantenendo separata evidenza delle diverse partite economiche che concorrono alla sua determinazione;
6. di inviare, per informazione, copia del presente provvedimento alla *Commission de régulation de l'énergie, 2 rue du Quatre Septembre, 75084 Paris,* Francia, all'Ufficio federale dell'energia*, Worblenstrasse 32, Ittigen* e all' *Elektrizitätskommission ElCom*, *Mühlestrasse 4 CH-3063 Ittigen*, Svizzera, all'*E-Control GmbH, Kaerntner Rudolfsplaz 13a, 1010, Wien,* Austria, all'*Agencija za energijo Republike Slovenije, Svetozarevska ul. 6, Maribor,* Slovenia ed alla *Regulatory Authority for Energy*, *Pireus Ave 80, 11854 Athens* Grecia;
7. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro degli Affari Esteri, al Ministro delle Politiche Comunitarie, al Commissario europeo con delega all'energia, alla società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.a. ed alla società Acquirente unico S.p.a.;
8. di pubblicare sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

DISPOSIZIONI PER L'ANNO 2010 IN MATERIA DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI IN IMPORTAZIONE ED ESPORTAZIONE SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO

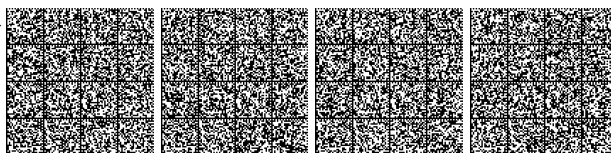
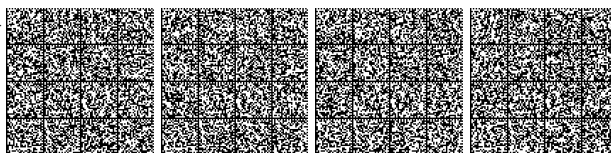
INDICE

INDICE

PARTE I
DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato ed all'articolo 1 del TIT - Allegato A alla deliberazione della medesima Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente integrato e modificato, nonché le seguenti definizioni:

- **Acquirente unico**: è la società Acquirente unico S.p.A.;
- **assegnatario** è il soggetto titolare di un'assegnazione;
- **assegnazione** è l'attribuzione di diritti di utilizzo di capacità di trasporto (DCT), ovvero di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica su una frontiera elettrica, al fine della esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- **assegnazione congiunta** è, per ciascuna frontiera elettrica, l'assegnazione effettuata congiuntamente dai gestori competenti;
- **capacità di trasporto** è la massima potenza destinabile in ciascuna ora all'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica tra uno o più Stati confinanti e l'Italia. La capacità di trasporto viene univocamente definita con riferimento ai singoli Stati confinanti, al flusso di energia elettrica in ingresso (importazione) o in uscita (esportazione) nel/dal sistema elettrico nazionale, nonché ad un predefinito orizzonte temporale;
- **capacità di trasporto in importazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'importazione di energia elettrica in Italia;
- **capacità di trasporto in esportazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'esportazione di energia elettrica dall'Italia;
- **contratti pluriennali** sono i contratti di fornitura pluriennali vigenti al 19 febbraio 1997, data di entrata in vigore della direttiva 96/92/CE;
- **diritti di utilizzo della capacità di trasporto (DCT)** sono diritti di utilizzo di capacità di trasporto assegnati su base annuale, mensile, giornaliera per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica;
- **frontiera elettrica** è l'insieme delle linee elettriche di trasporto che connettono la Rete di trasmissione nazionale ad una o più reti di trasmissione appartenenti ad un singolo Stato confinante;

- **frontiera nord-ovest** è l'insieme delle frontiere elettriche con la Francia e con la Svizzera;
- **gestore di rete** è un ente o una società incaricata della gestione unificata delle reti di trasmissione in un determinato Stato;
- **gestore competente** è, per ciascuna frontiera elettrica, il gestore delle reti di trasmissione degli Stati confinanti cui la frontiera si riferisce;
- **nomina dei DCT** è la comunicazione irrevocabile, da parte di un assegnatario di DCT, della quota dei medesimi diritti nella sua disponibilità che intende utilizzare;
- **quote di capacità di trasporto allocate autonomamente** sono le quote di capacità di trasporto allocate tramite assegnazione autonoma da parte dei gestori di rete esteri e pari, complessivamente, alla misura massima del 50% della totale capacità di trasporto giornaliera;
- **quote di capacità di trasporto pre-assegnate** sono le quote di capacità di trasporto corrispondenti alle riserve per l'importazione, per il transito e per il reingresso di energia elettrica;
- **responsabile dell'assegnazione** è, per ciascuna frontiera elettrica, il soggetto designato dai gestori competenti per l'assegnazione di DCT in importazione o esportazione relativi alla medesima frontiera;
- **rete di interconnessione** è la rete elettrica costituita dalle reti di trasmissione nazionali degli Stati confinanti;
- **rilascio dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto** è la cessione di DCT al responsabile dell'assegnazione per la riassegnazione;
- **riserve per l'importazione** sono le quote di capacità di trasporto riservate, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto 18 dicembre 2009, ai fini dell'importazione di energia elettrica, alla parte italiana titolare dei contratti pluriennali, nonché alla società Raetia Energie;
- **riserva per il reingresso** è la quota di capacità di trasporto riservata, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto 18 dicembre 2009, alla società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera;
- **scambi transfrontalieri di energia elettrica** sono l'importazione o l'esportazione di energia elettrica attraverso una frontiera elettrica con l'Italia o il transito di energia elettrica;
- **Stato confinante** è qualunque Stato la cui rete di trasmissione è interconnessa alla Rete di trasmissione nazionale;
- **trasferimento di diritti di utilizzo della capacità di trasporto** è la cessione di DCT da un titolare ad un altro soggetto dotato dei medesimi requisiti;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa;
- **transito di energia elettrica** è l'importazione di energia elettrica e la sua contestuale esportazione;
- **zona** è ciascuna zona della rete rilevante definita dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 111/06 ed approvata dall'Autorità;
- **zona virtuale** è una zona non stabilita sul territorio nazionale e corrispondente ad una frontiera elettrica;

- **regolamento n. 714/2009** è il regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica che abroga il regolamento n. 1228/200 del 14 agosto 2009;
- **decreto 18 dicembre 2009** è il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2009 recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica, per l'anno 2010, e direttive all'Acquirente unico SpA in materia di contratti pluriennali in importazione per l'anno 2010;
- **disciplina del dispacciamento** è l'insieme delle condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale stabilite dalla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- ***Access rules*** *to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy Interconnections* sono le regole definite da Terna e dagli altri gestori di rete confinanti per la definizione, l'assegnazione e l'utilizzo dei DCT per ciascuna frontiera elettrica per l'anno 2010.
- **Regolamento per la gestione delle congestioni** è il regolamento che disciplina le modalità applicative di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione predisposto da Terna con riferimento al sistema elettrico italiano;

Articolo 2

Oggetto e finalità

2.1 Con il presente provvedimento, relativamente alle frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia, vengono definite disposizioni attuative degli articoli 15 e 16 del regolamento n. 714/2009 e del relativo allegato I al fine di:

a) consentire l'accesso alla rete di interconnessione per l'importazione di energia elettrica disponibile al minimo costo per il sistema elettrico italiano, nonché per l'esportazione ed il transito di energia elettrica a mezzo della Rete di trasmissione nazionale;

b) garantire l'uso efficiente della Rete di trasmissione nazionale mediante l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con metodi di mercato che prevedano la formazione di segnali economici ai gestori di rete ed agli operatori di mercato atti alla valorizzazione dell'utilizzo della medesima rete in caso di scarsità;

c) assicurare la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità dell'accesso alla rete di interconnessione, promuovendo la concorrenza.

d) consentire l'adozione di una metodologia congiunta per l'allocazione della capacità di trasporto da parte dei gestori competenti per la stessa frontiera elettrica.

2.2 Con il presente provvedimento vengono inoltre definite disposizioni per l'anno 2010 per l'assegnazione di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica, ai sensi del decreto 18 dicembre 2009.

PARTE II
GESTIONE DELLE CONGESTIONI SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE

Articolo 3
Capacità di trasporto utilizzabile

3.1 La capacità di trasporto utilizzabile per l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica in importazione e in esportazione per le frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia è definita in modo congiunto dai rispettivi gestori competenti.

Articolo 4
Gestione delle congestioni in fase di programmazione

4.1 Le congestioni sulla rete di interconnessione in fase di programmazione sono risolte in modo congiunto dai gestori di rete competenti per ciascuna frontiera per mezzo dell'assegnazione di DCT, effettuata tramite le procedure concorsuali previste dalle *Access rules* in conformità a quanto disposto dal regolamento n. 714/2009, su base annuale, mensile e giornaliera.

4.2 L'energia elettrica corrispondente alle nomine di DCT in importazione e in esportazione per una frontiera elettrica è considerata, rispettivamente, immessa e prelevata nei corrispondenti punti di importazione ed esportazione ai sensi della disciplina del dispacciamento.

4.3 Ai fini dell'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, del calcolo del valore netto delle transazioni e della determinazione del prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima, le offerte di acquisto e di vendita ed i programmi di immissione e di prelievo di cui è richiesta la registrazione nell'ambito del servizio di dispacciamento corrispondenti a punti di dispacciamento di importazione e di esportazione hanno priorità, a parità di prezzo, rispetto alle offerte e ai programmi corrispondenti agli altri punti di dispacciamento.

Articolo 5
Gestione delle congestioni nel tempo reale

5.1 Terna risolve le eventuali congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale mediante l'approvvigionamento di risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

5.2 Terna, con cadenza trimestrale, trasmette all'Autorità una relazione tecnica recante le modalità adottate per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale, unitamente alla stima dei costi sostenuti per tale attività suddivisi per frontiera elettrica, evidenziando la differenza tra gli scambi transfrontalieri

programmati come derivanti dalle nomine dei DCT e i valori dei medesimi scambi come registrati in tempo reale e la quota dei costi sostenuti imputabile alla medesima differenza.

Articolo 6

Diritti di utilizzo della capacità di trasporto

6.1 Il valore di capacità di trasporto associato a ciascuna tipologia di DCT relativi ad una frontiera elettrica in ciascuna ora del periodo cui i medesimi diritti si riferiscono, è definito dai gestori competenti sulla base della totale capacità di trasporto tenendo conto dei periodi di manutenzione programmata dell'interconnessione e dei profili tipici delle coperture nei mercati dell'energia elettrica dei relativi Stati confinanti.

6.2 La quantità complessiva di DCT assegnabile è pari alla totale capacità di trasporto per ciascuna frontiera su base annuale, mensile e giornaliera determinata anche in considerazione delle quote di cui all'Articolo 8 e delle quote riservate ai sensi della legislazione svizzera.

6.3 L'assegnazione di DCT comporta il diritto ad utilizzare una identica quota di capacità di trasporto ai fini dell'importazione (esportazione) di energia elettrica nel (dal) sistema elettrico nazionale.

6.4 Unitamente alle modalità di partecipazione alle procedure concorsuali di cui al precedente alinea le *Access rules* definiscono i diritti e gli obblighi degli assegnatari di DCT e le modalità di utilizzo dei DCT in importazione ed esportazione.

6.5 A ciascun soggetto assegnatario di DCT non si applica il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui alla disciplina del dispacciamento, limitatamente alla quota corrispondente alla differenza tra il prezzo nella zona adiacente alla frontiera elettrica cui i DCT si riferiscono e il prezzo della zona in cui l'energia elettrica importata o esportata si considera rispettivamente immessa o prelevata.

Articolo 7

Regolamento per la gestione delle congestioni

7.1 Terna adotta per l'anno 2010 il regolamento per la gestioni della congestioni approvato dall'Autorità e disciplinante tra l'altro:

a) i requisiti per l'attribuzione, agli utenti del dispacciamento che ne facciano richiesta, delle unità di produzione e di consumo virtuali corrispondenti alle frontiere elettriche e funzionali alla presentazione di programmi o di offerte per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica;

b) le modalità e le tempistiche per l'attribuzione delle unità virtuali di cui alla precedente lettera a).

7.2 Terna invia all'Autorità eventuali proposte di modifica del regolamento di cui al comma 7.1 accompagnate da una relazione che ne illustri le motivazioni.

7.3 La Direzione Mercati dell'Autorità verifica la conformità delle proposte di modifica di cui al comma 7.2, comunicando a Terna, entro 5 giorni lavorativi dal loro ricevimento, l'esito di dette verifiche. Trascorso il predetto termine le proposte di modifica si intendono positivamente verificate.

PARTE III
DISPOSIZIONI IN MERITO A RISERVE PER L'IMPORTAZIONE, IL TRANSITO E IL REINGRESSO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 8
Assegnazione di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

8.1 Per l'anno 2010, ai sensi del decreto 18 dicembre 2009, sono assegnate quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica relativamente alla frontiera elettrica con la Svizzera:

a) al titolare italiano del contratto pluriennale la cui controparte ha sede nello Stato svizzero nei limiti di quanto necessario all'esecuzione di detto contratto e comunque non superiore a 600 MW complessivi, di cui la metà devono essere computati quale quota allocata autonomamente dal gestore di rete svizzero;

b) ai titolari di linee di trasporto transfrontaliere cui è stata concessa un'esenzione dal regime di accesso di terzi, per la capacità resa disponibile sulla medesima frontiera da dette linee e per la quale è stata concessa l'esenzione; la metà di tale capacità è computata quale quota allocata autonomamente dal gestore di rete svizzero ;

c) per una quantità non superiore a 150 MW, alla società Raetia Energie;

d) alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano, ai soli fini del transito di energia elettrica, per la quota di diritti per i quali i medesimi Stati abbiano indicato la frontiera con la Svizzera ai sensi del comma 9.1.

e) ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 60 MW e con le modalità di cui al decreto 18 dicembre 2009;

8.2 Gli assegnatari di quote di capacità di trasporto allocate autonomamente da parte del gestore di rete svizzero, ovvero gli assegnatari di quote di capacità di trasporto pre-assegnate, sono tenuti ad osservare le disposizioni previste nella disciplina del dispacciamento e nel regolamento di cui all'articolo 7.

Articolo 9

Diritti e obblighi degli assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

9.1 Gli Stati di cui al comma 8.1 lettera d), sono tenuti ad indicare in maniera definitiva ed irrevocabile per l'intero anno 2010 a Terna con riferimento a quale frontiera elettrica appartenente alla frontiera nord-ovest intendono esercitare i diritti loro pre-assegnati ai sensi del decreto 18 dicembre 2009.

9.2 I soggetti assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica ai sensi dell'Articolo 8, sono tenuti a comunicare al gestore competente e a Terna un programma orario di scambio alla frontiera. La comunicazione del suddetto programma orario deve avvenire con le medesime modalità previste per la nomina dei DCT e la comunicazione a Terna dei programmi di immissione ai sensi della disciplina del dispacciamento e nel rispetto del regolamento di cui all'articolo 7.

9.3 Il programma di cui al comma 9.2, non può prevedere, in alcuna ora, l'importazione o l'esportazione di una potenza superiore alla capacità di trasporto riservata nella medesima ora.

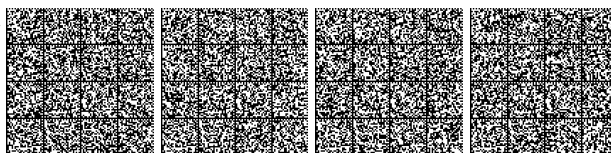
9.4 Ai programmi orari di scambio transfrontaliero di energia elettrica di cui al comma 9.2 sono applicabili i corrispettivi relativi all'assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulla rete rilevante secondo la disciplina del dispacciamento e secondo quanto previsto al comma 6.5

Articolo 10

Diritti e obblighi dei soggetti cui sono state allocate quote di capacità di trasporto autonomamente dai gestori di rete esteri

10.1 Ai soggetti cui siano allocate autonomamente, da parte di un gestore di rete estero, quote della capacità di trasporto, sono riconosciuti i medesimi diritti ed obblighi di cui all'Articolo 9, ad eccezione del comma 9.1, purché il medesimo gestore di rete si impegni:

a) a rendere disponibile alla frontiera la potenza complessivamente prevista nei programmi orari di scambio risultanti in applicazione del regolamento di cui all'Articolo 7;

b) ad applicare una disciplina trasparente e non discriminatoria per il servizio di trasporto, sulle reti stabilite sul proprio territorio nazionale, dell'energia elettrica destinata all'importazione in Italia. In particolare, in caso di adozione di meccanismi per la risoluzione delle congestioni basati su metodi di mercato, tali meccanismi devono essere applicati in maniera non discriminatoria ai flussi di energia elettrica destinati all'importazione in Italia e ai flussi di energia elettrica immessa o destinata al prelievo nel medesimo Paese.

PARTE IV
DISPOSIZIONI IN MERITO AI PROVENTI DERIVANTI DALL'ASSEGNAZIONE DEI DCT E DALLA CESSIONE AL MERCATO DELL'ENERGIA DEL CONTRATTO PLURIENNALE

Articolo 11
Ripartizione dei proventi derivanti dall'assegnazione dei DCT in importazione ed esportazione tra i gestori competenti

11.1 I proventi derivanti dalle procedure di assegnazione congiunta dei DCT per ciascuna frontiera elettrica sono ripartiti tra i relativi gestori competenti proporzionalmente ai DCT che ciascun gestore rende disponibile per tali assegnazioni: pari al 50% della capacità disponibile al netto di eventuali quote allocate autonomamente.

PARTE V
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 12
Disposizioni transitorie e finali

12.1 Le assegnazioni dei DCT su base annuale e mensile, con riferimento al mese di gennaio 2010, devono avvenire entro il 31 dicembre 2009.

10A01375

DELIBERAZIONE 18 dicembre 2009.

Approvazione del regolamento disciplinante le aste per l'importazione virtuale e degli schemi di contratto tra Terna e i soggetti selezionati e tra Terna e gli shipper e di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09. (Deliberazione n. ARG/elt 195/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (di seguito: legge n. 99/09)
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni in legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge 290/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico, di seguito: MSE) 21 ottobre 2005 (di seguito: decreto 21 ottobre 2005);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt n.179/09 (di seguito: deliberazione n. 179/09);
- la comunicazione della società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 17 dicembre 2009, prot. Autorità n. 74624 del 17 dicembre 2009 (di seguito: comunicazione 17 dicembre).

Considerato che:

- la deliberazione n. 179/09 prevede che Terna:
  - predisponga, nel rispetto di quanto previsto all'articolo 3 della medesima deliberazione, un contratto (di seguito: "contratto con i soggetti selezionati") e lo renda disponibile per la sottoscrizione ai soggetti selezionati in esito alle procedure concorsuali di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09 (di seguito: soggetti selezionati) che intendano avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero di cui al comma 6 del medesimo articolo;
  - predisponga, nel rispetto di quanto previsto all'articolo 4 della medesima deliberazione, un contratto (di seguito: "contratto con gli *shipper*") che è tenuta a sottoscrivere con i soggetti dalla stessa individuati attraverso apposite procedure concorsuali per svolgere il servizio di importazione virtuale che consente di dare esecuzione alle misure di cui all'articolo 32, comma 6, della legge n. 99/09 (di seguito: "*shipper*");

- predisponga e renda disponibile, unitamente ad uno schema del contratto con gli *shipper*, ai soggetti che intendano partecipare alle procedure concorsuali per l'individuazione degli *shipper* un regolamento disciplinante dette procedure concorsuali (di seguito: "Regolamento");
- con comunicazione 17 dicembre, Terna ha inviato all'Autorità per l'approvazione lo schema del contratto con i soggetti selezionati, lo schema del contratto con gli *shipper* e il Regolamento.

Considerato, inoltre, che:

- gli schemi di contratto ed il Regolamento trasmessi da Terna con comunicazione 17 dicembre rispettano quanto espressamente previsto nella deliberazione n. 179/09 e rispondono alle finalità della deliberazione medesima.

Ritenuto che sia opportuno:

- approvare gli schemi di contratto ed il Regolamento trasmessi da Terna con comunicazione 17 dicembre

DELIBERA

1. di approvare gli schemi di contratto ed il Regolamento trasmessi da Terna con comunicazione 17 dicembre;
2. di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A.;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 18 dicembre 2009

Il Presidente: Ortis

10A01376

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Proroga del termine per l'invio delle informazioni di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09, finalizzate alla formulazione dell'elenco dei gestori di Reti interne d'utenza da comunicare al Ministero dello sviluppo economico. (Deliberazione n. ARG/elt 196/09).

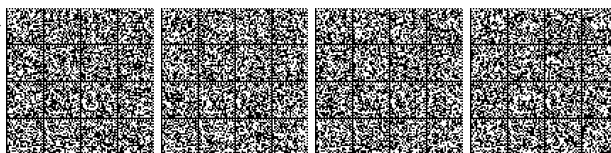
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Supplemento ordinario n. 176, del 31 luglio 2009 (di seguito: legge n. 99/09);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 17 novembre 2009, ARG/elt 175/09 (di seguito: delibera ARG/elt 175/09);
- la comunicazione di Confindustria del 11 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 73646 del 11 dicembre 2009);
- la comunicazione di Edison S.p.A. del 17 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 74452 del 17 dicembre 2009);
- la comunicazione di AGESI, Associazione Imprese Facility Management ed Energia, del 4 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 73525 del 11 dicembre 2009).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- l'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, definisce le condizioni per l'identificazione delle reti interne d'utenza;
- l'articolo 33, comma 3, lettera a), della legge n. 99/09, dispone, tra l'altro, che entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della medesima legge l'Autorità individui e comunichi al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle reti interne d'utenza;

- l'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 175/09 dispone, tra l'altro, che i soggetti responsabili della gestione di reti interne d'utenza, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione della medesima delibera, inviano all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, predisposta utilizzando il formato dell'Allegato 1 alla stessa delibera;
- l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 175/09 dispone, tra l'altro, che le imprese distributrici interessate dalla presenza di reti interne d'utenza nel proprio ambito di concessione, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione della medesima deliberazione, inviano all'Autorità le informazioni richieste nell'Allegato 2 alla stessa deliberazione.

Considerato inoltre che:

- sono pervenute all'Autorità richieste di proroga del termine per l'invio della dichiarazione, di cui all'articolo 3, della delibera ARG/elt 175/09, al fine di consentire la predisposizione delle necessarie informazioni;
- sono pervenute all'Autorità richieste di chiarimenti in merito al contenuto dell'articolo 33 della legge n. 99/09 e della delibera ARG/elt 175/09;
- la correttezza e completezza delle informazioni di cui è previsto l'invio all'Autorità sono elementi fondamentali per il censimento delle reti interne d'utenza e la successiva comunicazione al Ministero dello Sviluppo Economico dell'elenco dei soggetti titolari delle medesime reti.

Ritenuto:

- opportuno disporre la proroga del termine di scadenza per l'invio all'Autorità delle informazioni di cui agli articoli 3 e 4 della delibera ARG/elt 175/09;
- congruo fissare la predetta scadenza il 31 gennaio 2010

DELIBERA

1. di prorogare le scadenze di cui all'articolo 3, comma 3.1, ed all'articolo 4, comma 4.2, della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 175/09 al 31 gennaio 2010;
2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data di pubblicazione.

Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

10A01377

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2009.

Disposizioni in merito alle procedure per l'approvvigionamento a termine da parte di Terna delle risorse interrompibili per il 2010 ai sensi degli articoli 30, comma 18, e 32, commi 8 e 9, della legge n. 99 del 23 luglio 2009. (Deliberazione n. ARG/elt 201/09).

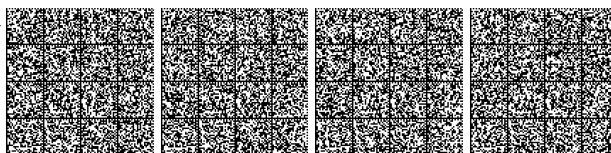
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (di seguito: legge n. 99/09);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni in legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2003, n. 151/03 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 7 ottobre 2005, n. 213/05;
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06 come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 289/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09 (di seguito: deliberazione n. 179/09);
- la comunicazione del Sottosegretario di Stato con delega all'energia (di seguito: Sottosegretario di Stato) in data 23 dicembre 2009, prot. Autorità n. 75590 del 28 dicembre 2009 (di seguito: comunicazione 23 dicembre).

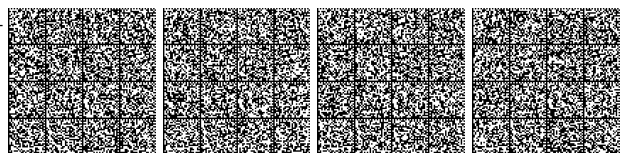
Considerato che:

- l'articolo 32 della legge n. 99/09 prevede:
  - al comma 3, che entro il 15 dicembre Terna S.p.A. (di seguito: Terna) organizza una procedura concorsuale per la selezione dei soggetti che intendono sostenere il finanziamento dei singoli *interconnector* di cui al comma 1 del medesimo articolo (di seguito: soggetti selezionati);
  - al comma 8, che:
    - i) ai soggetti selezionati vengono ridotte, se esistenti, le obbligazioni di erogazione dei servizi di interrompibilità istantanea e con preavviso resi a Terna nella misura del 20 per cento rispetto agli ammontari vigenti alla data di entrata in vigore della presente legge, con conseguente riduzione del corrispettivo cui i medesimi clienti hanno diritto per il periodo rimanente sotteso alle succitate obbligazioni;
    - ii) le quote non coperte dei servizi di interrompibilità a seguito delle suddette riduzioni vengono eventualmente riallocate da Terna, esperita una rivalutazione delle necessità di sistema, a soggetti diversi dai soggetti selezionati;

iii) con l'estinguersi delle suddette obbligazioni, i soggetti selezionati non sono ammessi all'erogazione dei servizi di interrompibilità istantanea e con preavviso eventualmente richiesti da Terna che potranno invece essere resi, con le medesime modalità attualmente in vigore, da clienti finali diversi da quelli selezionati;

- al comma 9 che Terna provvede ad assegnare le obbligazioni di erogazione dei servizi di interrompibilità, che si rendessero eventualmente disponibili, ai migliori offerenti selezionati mediante un'asta al ribasso a valere sul corrispettivo per il servizio da rendere, disciplinata dall'Autorità che opera per minimizzare il corrispettivo di dispacciamento imposto all'utenza finale a remunerazione del complessivo servizio di interrompibilità, anche ai fini della riallocazione di cui al comma 8;

- l'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09 prevede che:
  - l'Autorità, anche in deroga alle disposizioni di cui all'articolo 32, comma 8, definisce, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della medesima legge, i criteri e le modalità per l'assegnazione delle risorse interrompibili istantaneamente e interrompibili con preavviso, da assegnare con procedure di gara a ribasso, cui partecipano esclusivamente le società utenti finali;
  - le maggiori entrate eventualmente derivanti dall'applicazione del medesimo comma sono destinate all'ammodernamento della rete elettrica;
  - le assegnazioni rimangono in capo agli attuali beneficiari per i sei mesi successivi alla data di entrata in vigore della medesima legge.

Considerato, inoltre, che:

- la deliberazione n. 289/06 prevede che le risorse interrompibili con preavviso siano approvvigionate da Terna nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD); e che, le modalità di selezione delle risorse che caratterizzano il MSD sono coerenti con quanto disposto dalla legge n. 99/09 e, in particolare, sono basate su meccanismi di mercato che consentono di minimizzare il corrispettivo di dispacciamento imposto all'utenza finale;
- i criteri di approvvigionamento delle risorse interrompibili istantanee e di emergenza previsti nella deliberazione n. 289/06 sono coerenti con quanto disposto all'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09, nella misura in cui prevedono, laddove possibile, la selezione delle risorse attraverso procedure di gara al ribasso;
- la deliberazione n. 289/06 prevede, all'articolo 3, che Terna si approvvigioni delle risorse interrompibili istantaneamente o di emergenza per un periodo che non supera il 31 dicembre 2010;
- sulla base dei contratti vigenti, il periodo minimo durante il quale un predefinito ammontare di risorsa interrompibile deve essere reso disponibile a Terna è pari ad un mese;
- la comunicazione 23 dicembre, con cui il Sottosegretario di Stato sottolinea l'urgenza dell'adozione delle disposizioni di cui all'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09 con riferimento ai criteri per la riassegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, chiarisce che:
  - la possibilità, da parte dell'Autorità, di derogare alle disposizioni di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, debba applicarsi anche nel definire i criteri e le modalità per la riassegnazione delle quote dei servizi di

interrompibilità oggetto delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della medesima legge;

- poiché alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 erano in essere obbligazioni di erogazione dei servizi di interrompibilità con durata sino al 31 dicembre 2010 compreso, sino a tale data i soggetti selezionati sono a pieno titolo ammessi a partecipare alle procedure per l'assegnazione (o riassegnazione) delle quote dei servizi di interrompibilità diverse da quelle rilasciate ai sensi dell'articolo 32, comma 8, primo periodo, della medesima legge, sempre fatta comunque salva la possibilità di deroga di cui all'articolo 30, comma 18, della suddetta legge in tutti gli altri casi;
- la riduzione del 20 per cento delle obbligazioni di erogazione dei servizi di interrompibilità di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09 debba applicarsi per ciascun soggetto selezionato ad un valore in ogni caso limitato alla quota della capacità degli interconnector oggetto di finanziamento, in esito alle procedure di cui al comma 3 del medesimo articolo, da parte del medesimo soggetto;
- la disposizione di cui all'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09, in base alla quale le assegnazioni delle risorse interrompibili rimangono in capo agli attuali beneficiari per i sei mesi successivi alla data di entrata in vigore della medesima legge, debba intendersi come un obbligo per detti soggetti beneficiari a rispettare, a fronte dei corrispondenti corrispettivi, gli obblighi contrattuali in essere per i successivi sei mesi, nonostante quanto previsto all'articolo 32, comma 8, primo periodo, della medesima legge; e che, pertanto, trascorsi i sei mesi di cui sopra, i beneficiari abbiano diritto a risolvere anticipatamente il contratto relativo alla prestazione del servizio di interrompibilità a fronte di una corrispondente riduzione dei corrispettivi contrattuali dovuti;
- Terna possa continuare ad applicare le procedure vigenti nei casi di riassegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto di rilasci temporanei da parte dei soggetti assegnatari che non siano associate a risoluzione contrattuale, ad eccezione delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto dei rilasci di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09;
- le modalità ed i criteri definiti nella deliberazione n. 289/06 per l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse interrompibili con preavviso sono coerenti con quanto disposto dalla legge n. 99/09 e, in particolare, consentono di minimizzare il corrispettivo di dispacciamento imposto all'utenza finale;

- anche alla luce dei contenuti della comunicazione 23 dicembre e di cui sopra, l'Autorità deve definire, ai sensi dell'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09 così come ai sensi dell'articolo 32, comma 9, della medesima legge, i criteri e le modalità per l'assegnazione e/o riassegnazione delle risorse interrompibili con procedure di gara al ribasso con riferimento:
  - alle quote dei servizi di interrompibilità oggetto delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della medesima legge;
  - alle quote dei servizi di interrompibilità corrispondenti alle assegnazioni che, ai sensi di quanto disposto dall'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09,

devono rimanere in capo agli attuali beneficiari per i sei mesi successivi alla data di entrata in vigore della medesima legge e che siano eventualmente rilasciate da detti beneficiari successivamente a detto termine a fronte della risoluzione del relativo contratto;
- alle quote dei servizi di interrompibilità oggetto comunque di risoluzione contrattuale e per le quali, quindi, siano venute meno definitivamente le obbligazioni alla prestazione del servizio da parte dell'assegnatario;
- all'assegnazione, sino al 31 dicembre 2010, di ulteriori quote dei servizi di interrompibilità corrispondenti ad eventuali esigenze da parte di Terna di un incremento delle risorse interrompibili complessivamente approvvigionate al fine di garantire la sicurezza del sistema;
- all'assegnazione delle risorse interrompibili per i periodi successivi al 31 dicembre 2010;

e che, pertanto, per le riassegnazioni relative a quote del servizio di interrompibilità diverse da quelle di cui sopra, Terna possa continuare ad applicare le procedure vigenti.

Considerato, infine, che:

- Terna ha selezionato i soggetti che intendono sostenere il finanziamento dei singoli *interconnector* di cui all'articolo 32 della legge n. 99/09 in data 15 dicembre 2009.

Ritenuto opportuno:

- disciplinare con il presente provvedimento le modalità con cui Terna procede ad assegnare e/o riassegnare sino al 31 dicembre 2010 i servizi di interrompibilità;
- disciplinare con successivo provvedimento le modalità con cui Terna procede ad assegnare le risorse interrompibili per i periodi successivi al 31 dicembre 2010;
- Terna proceda a determinare le quote dei servizi di interrompibilità che ciascun soggetto selezionato deve rilasciare ai sensi dell'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09 come pari al minor valore tra:
  - il 20% (venti percento) della quota della capacità degli interconnector oggetto di finanziamento, in esito alle procedure di cui al comma 3 del medesimo articolo, da parte del medesimo soggetto;
  - il maggior valore tra 0 (zero) ed il 20% (venti percento) dell'ammontare della quota dei servizi di interrompibilità che il soggetto selezionato era obbligato ad erogare a Terna alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 ridotto delle eventuali riduzioni di detto ammontare intervenute successivamente;
- prevedere che, con riferimento alle riassegnazioni fino al 31 dicembre 2010 delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto dei rilasci ai sensi dell'articolo 30, comma 18, e delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, così come con riferimento alle riassegnazioni delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto comunque di risoluzione contrattuale e per le quali, quindi, siano venute meno definitivamente le obbligazioni alla prestazione del servizio da parte dell'assegnatario e con riferimento alle assegnazioni di ulteriori quote dei servizi di interrompibilità corrispondenti ad eventuali esigenze da parte di Terna di

un incremento delle risorse interrompibili complessivamente approvvigionate al fine di garantire la sicurezza del sistema, Terna:

- adotti procedure di assegnazione mediante asta al ribasso, a partire da valori uguali a quelli massimi previsti dalla deliberazione n. 289/06;
- assegni, per quanto necessario al fine di garantire il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza, il servizio di interrompibilità preferibilmente a risorse localizzate nelle medesime aree territoriali in cui sono localizzate le risorse corrispondenti alle quote del servizio di interrompibilità oggetto, a qualsiasi titolo, di rilascio e/o riduzione;
- riassegni, compatibilmente e subordinatamente a quanto sopra, le quote del servizio di interrompibilità oggetto di rilascio ai sensi dell'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, preferibilmente a risorse diverse da quelle nella titolarità di soggetti selezionati;

- prevedere, in considerazione dei tempi necessari ad organizzare le procedure concorsuali per l'assegnazione e/o riassegnazione del servizio di interrompibilità, del momento in cui ha avuto luogo l'individuazione dei soggetti selezionati e dell'esigenza di garantire la sicurezza del sistema, che le riduzioni di cui dell'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09 abbiano effetto a partire dal mese di marzo 2010;
- che, date le modalità di gestione e selezione delle risorse interrompibili da parte di Terna, oltre che per coerenza con quanto al punto precedente, le obbligazioni in essere rimangano in capo agli attuali beneficiari sino al 28 febbraio 2010; e che, quindi, i soggetti beneficiari possano risolvere anticipatamente il contratto relativo alla prestazione del servizio di interrompibilità, a fronte di una corrispondente riduzione dei corrispettivi contrattuali dovuti, e rilasciare quindi tutte le quote del servizio di interrompibilità di cui siano titolari a partire dal mese di marzo 2010;
- che Terna organizzi le procedure concorsuali per la riassegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto dei rilasci ai sensi dell'articolo 30, comma 18, e delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09 in modo da consentire la riassegnazione con decorrenza 1 marzo 2010;
- che il diritto degli attuali beneficiari a rilasciare, a partire dal mese di marzo 2010, le quote del servizio di interrompibilità di cui siano titolari possa essere esercitato solo con adeguato anticipo rispetto alle procedure concorsuali di cui al punto precedente, come definito da Terna;
- che, con riferimento all'assegnazione e/o riassegnazione sino al 31 dicembre 2010 di quote di interrompibilità diverse da quelle di cui ai punti precedenti, Terna proceda con le attuali modalità e criteri;
- che Terna, con riferimento alle procedure di riassegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto dei rilasci ai sensi dell'articolo 30, comma 18, e delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, così come con riferimento alle riassegnazioni delle quote dei servizi di interrompibilità oggetto comunque di risoluzione contrattuale e per le quali, quindi, siano venute meno definitivamente le obbligazioni alla prestazione del servizio da parte dell'assegnatario e con riferimento alle assegnazioni di ulteriori quote dei servizi di interrompibilità corrispondenti ad eventuali esigenze da parte di Terna di un incremento delle risorse interrompibili complessivamente approvvigionate al fine di garantire la sicurezza del sistema, tenga contabilità della differenza tra quanto

avrebbe corrisposto alle risorse interrompibili qualora avesse pagato i premi massimi applicabili e quanto effettivamente pagato, al fine di quanto previsto all'articolo 30, comma 18, secondo periodo, della medesima legge n. 99/09

DELIBERA

di approvare il seguente provvedimento:

"TITOLO 1
OGGETTO E DEFINIZIONI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, di cui alla deliberazione n. 289/06 e di cui alla deliberazione n. 179/09.

Articolo 2
Oggetto

2.1 Il presente provvedimento ha ad oggetto le disposizioni che l'Autorità assume ai sensi dell'articolo 30, comma 18, della legge n. 99/09 e dell'articolo 32, commi 8 e 9, della medesima legge con riferimento all'assegnazione del servizio di interrompibilità sino a tutto il 2010.

TITOLO 2
PROCEDURE PER L'APPROVVIGIONAMENTO A TERMINE DELLE RISORSE INTERROMPIBILI ISTANTANEAMENTE E DI EMERGENZA PER IL 2010

Articolo 3
Assegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità istantanea oggetto delle risoluzioni contrattuali ai sensi dell'articolo 30, comma 18 della legge n. 99/09 e delle riduzioni di cui all'articolo 32, comma 8, della medesima legge

3.1 Terna determina, con riferimento al periodo marzo-dicembre 2010, e comunica a ciascun soggetto selezionato le quote dei servizi di interrompibilità istantanea che il medesimo soggetto deve rilasciare, ai sensi dell'articolo 32, comma 8, della legge n. 99/09, a partire dal mese di marzo 2010 compreso, come pari al minor valore tra:
   - il 20% (venti percento) della quota della capacità degli interconnector oggetto di finanziamento, in esito alle procedure di cui al comma 3 del medesimo articolo, da parte del medesimo soggetto;

- il maggior valore tra 0 (zero) ed il 20% (venti percento) dell'ammontare della quota dei servizi di interrompibilità istantanea che il soggetto selezionato era obbligato ad erogare a Terna in ciascun mese del periodo marzo-dicembre 2010 alla data di entrata in vigore della legge n. 99/09 diminuito delle eventuali riduzioni di detto ammontare intervenute successivamente, ivi comprese le riduzioni connesse alle eventuali risoluzioni contrattuali di cui al comma 3.2.

3.2 Ciascun soggetto titolare di quote dei servizi di interrompibilità istantanea comunica a Terna, nei termini e secondo le modalità dalla stessa definite e prontamente comunicate ai medesimi soggetti, se intenda o meno risolvere anticipatamente, a partire dal 1 marzo 2010 compreso, i propri contratti relativi alla prestazione dei servizi di interrompibilità istantanea a fronte quindi di una proporzionale riduzione dei corrispondenti corrispettivi contrattuali; la mancata comunicazione entro il suddetto termine equivale ad una manifestazione di non volere procedere alla risoluzione contrattuale.

3.3 Terna procede alla assegnazione e/o riassegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità istantanea rilasciate ai sensi dei commi 3.1 e/o 3.2 con decorrenza 1 marzo 2010 adottando procedure che rispettino i seguenti criteri:

a) l'assegnazione avvenga attraverso gare al ribasso a partire dai valori di cui alla deliberazione n. 289/06;
b) si preveda l'assegnazione, per quanto necessario al fine di garantire il mantenimento di adeguati livelli di sicurezza, preferibilmente a risorse localizzate nelle medesime aree territoriali in cui sono localizzate le risorse cui erano state precedentemente assegnate le quote del servizio di interrompibilità oggetto di riassegnazione;
c) si preveda l'assegnazione, compatibilmente e subordinatamente ai precedenti criteri, delle quote del servizio di interrompibilità rilasciate ai sensi del comma 3.1, preferibilmente a risorse diverse da quelle nella titolarità di soggetti selezionati;
d) le procedure di assegnazione siano coerenti, per quanto non in contrasto con i precedenti criteri, con le disposizioni di cui alla deliberazione n. 289/06.

Articolo 4

Assegnazione delle quote dei servizi di interrompibilità istantanea oggetto di altre risoluzioni contrattuali ed assegnazioni di quote dei servizi di interrompibilità istantanea corrispondenti ad ulteriori esigenze da parte di Terna

4.1 Terna procede ad assegnare e/o riassegnare le quote dei servizi di interrompibilità istantanea corrispondenti a risoluzioni contrattuali diverse da quelle di cui al comma 3.2 nonché ad assegnare ulteriori quote dei servizi di interrompibilità corrispondenti ad eventuali necessità da parte di Terna di procedere, al fine di garantire la sicurezza del sistema, ad un incremento strutturale delle risorse interrompibili complessivamente approvvigionate, per periodi comunque non successivi al 31 dicembre 2010 adottando, per quanto possibile, procedure che soddisfino i medesimi criteri di cui al comma 3.3.

Articolo 5

Assegnazione di quote dei servizi di interrompibilità istantanea corrispondenti a quote oggetto di rilasci temporanei

5.1 Terna procede all'assegnazione e/o riassegnazione di quote dei servizi di interrompibilità istantanea per quantità coerenti anche su valori medi annui attesi a quelle oggetto di rilasci temporanei, quindi non associati a risoluzione contrattuale, diversi da quelli di cui al comma 3.1 e, in genere, nei casi di assegnazione e/o riassegnazione, per periodi di qualsiasi durata purché non successivi al 31 dicembre 2010, di quote dei servizi di interrompibilità istantanea diverse da quelle di cui agli articoli 3 e 4, nonché di quote dei servizi di interrompibilità di emergenza, utilizzando le medesime procedure oggi in vigore.

Articolo 6

Disposizioni finali

6.1 Terna, con riferimento alle procedure di assegnazione e/o riassegnazione di cui agli articoli 3 e 4, tiene contabilità della differenza tra quanto avrebbe corrisposto alle risorse interrompibili qualora avesse pagato i premi massimi applicabili di cui alla deliberazione n. 289/06 e quanto effettivamente pagato.

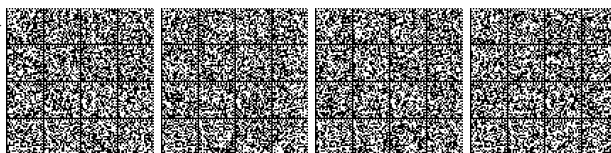
6.2 Entro il 31 marzo 2011, Terna comunica all'Autorità il valore assunto dalla differenza di cui al comma 6.1 unitamente ad un'analisi dettagliata degli esiti delle procedure di assegnazione che hanno dato luogo a detta differenza."

di trasmettere copia del presente provvedimento a Terna S.p.A.;

di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 28 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

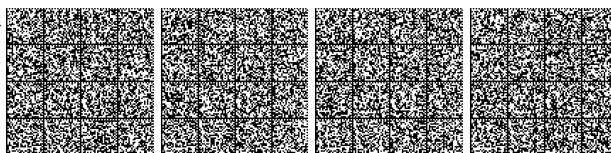
10A01378

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per l'anno 2010 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Modificazioni dell'allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità n. 348/2007. (Deliberazione n. ARG/elt 203/09).

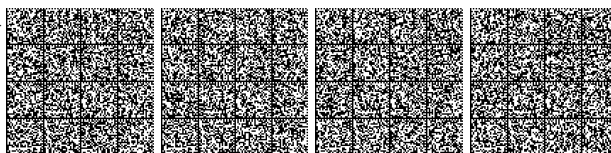
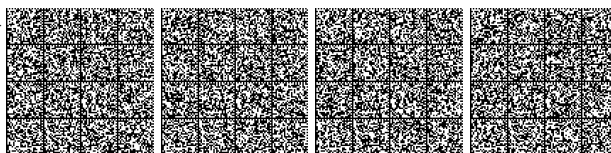
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 e in particolare l'articolo 33 (di seguito: legge n. 99/09);
- il Documento di programmazione economico finanziaria per gli anni 2010-2013, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 15 luglio 2009;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 30 gennaio 2004, n. 5/04, ed in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 203/06;
- la deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2006, n. 275/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07, approvato con la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 157/07);
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07;
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 183/07;

- il Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (*load profiling* per fasce) – TILP, approvato con la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2007, n. 322/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e in particolare l'Allegato A, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- l'Allegato A alla deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- l'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIC);
- la deliberazione dell'Autorità 14 febbraio 2008, ARG/com 15/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 21 ottobre 2008, ARG/elt 153/08;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 168/08;
- la deliberazione dell'Autorità 25 novembre 2008, ARG/elt 169/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2009, ARG/elt 31/09, con la quale sono state adeguate le disposizioni del TIT in relazione alla cessione delle linee di alta tensione dalla società Enel linee alta tensione srl alla società Terna S.p.A. (di seguito: deliberazione ARG/elt 31/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 luglio 2009, ARG/elt 103/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 103/09);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/com 211/09;
- la relazione AIR relativa alla deliberazione n. 348/07 (di seguito: Relazione AIR).

Considerato che:

- l'articolo 10 del TIT disciplina l'aggiornamento annuale, per il periodo 2008-2011, della tariffa TV1 a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- l'articolo 18 del TIT disciplina l'aggiornamento annuale, per il periodo 2008-2011, della tariffa a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica;

- l'articolo 30 del TIT disciplina l'aggiornamento annuale, per il periodo 2008-2011, della tariffa a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica;
- l'articolo 32 del TIT disciplina l'aggiornamento annuale, per il periodo 2008-2011, delle tariffa a copertura dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione;
- ai sensi dell'articolo 7 della deliberazione n. 348/07, fino al riordino complessivo della disciplina per l'erogazione del servizio di connessione, i contributi disciplinati dal TIC, sono aggiornati annualmente in coerenza con quanto previsto dal comma 10.1 del TIT;
- le sopra richiamate disposizioni, con riferimento all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, prevedono l'aggiornamento annuale della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi operativi applicando:
  a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati (al netto dei tabacchi), rilevato dall'Istat;
  b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, pari all'1,9% per la distribuzione, al 2,3% per la trasmissione e al 5% per la misura;
  c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- le sopra richiamate disposizioni, con riferimento all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, prevedono l'aggiornamento annuale della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito applicando:
  a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
  c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
  d) con riferimento ai soli servizi di distribuzione e trasmissione, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta ad alcune tipologie di investimento specificamente individuate;
- le sopra richiamate disposizioni, con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, prevedono l'aggiornamento annuale della quota parte dei corrispettivi tariffari a copertura degli ammortamenti applicando:
  a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
  b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
  c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti con esclusione, per il servizio di misura, delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;

d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio;

- ai sensi del comma 10.7 del TIT, nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, entro il 31 ottobre di ciascun anno, a partire dall'anno 2009, l'Autorità determina una quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 da applicare nell'anno successivo *t*, alle tipologie contrattuali di cui al comma 2.2 lettere b) e c) sulla base di quanto disposto al comma 10.8 del TIT;
- ai sensi del comma 10.8 del TIT, la quota correttiva degli elementi $\rho_1(cot)$, $\rho_3(cot)$ della tariffa di riferimento TV1 di cui al comma 10.7 del medesimo TIT è determinata con l'obiettivo di compensare lo squilibrio ΔCOT tenendo conto della variazione attesa dei volumi del servizio erogato;
- identici meccanismi a quelli appena descritti, sono previsti per la tariffa domestica, ai sensi del comma 32.5 del TIT;
- i dati resi disponibili dalle imprese distributrici, utili ai fini della quantificazione del valore definitivo dello squilibrio ΔCOT relativo all'anno 2008, necessitano di alcuni approfondimenti;
- il comma 19.8 del TIT prevede che il capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari in ciascun anno *t* a partire dall'anno 2008, in relazione agli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03, include le stime comunicate da Terna di entrata in esercizio di nuovi investimenti destinati a tale scopo entro il termine dell'anno *t*; e che su base annuale l'Autorità verifica eventuali differenze tra le entrate in esercizio stimate e le effettive entrate in esercizio;
- il comma 19.9 del TIT prevede che l'inclusione nel capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari di investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 previsti per gli anni successivi al 2008 è subordinata all'entrata in esercizio degli investimenti netti inclusi nella base di capitale utilizzata ai fini della definizione dei livelli tariffari applicati nell'anno precedente;
- con riferimento alle informazioni fornite da Terna relativamente al Piano di difesa circa le entrate in esercizio a consuntivo 2008 e pre-consuntivo 2009, le medesime sono in linea con i valori comunicati sempre da Terna ai fini della fissazione della base di capitale inclusa nelle tariffe di trasmissione per l'anno 2009;
- ai fini dell'aggiornamento delle tariffe per l'anno 2010, salvo quanto disposto dai commi 19.8 e 19.9 del TIT in relazione al Piano di difesa, sono presi in considerazione gli investimenti netti effettivamente realizzati nell'anno 2008;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIT, ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione;
- la tariffa obbligatoria di distribuzione deve garantire, in media, un gettito tariffario coerente con la tariffa di riferimento TV1 di cui all'articolo 6 del TIT;
- sulla base delle informazioni a pre-consuntivo dell'anno 2009, fornite all'Autorità dalle maggiori imprese distributrici, le modalità di dimensionamento della tariffa obbligatoria adottate per l'anno 2009 sembrano far emergere una leggera carenza di gettito rispetto alla tariffa di riferimento TV1;

- le tariffe obbligatorie per il settore domestico D2 e D3, di cui all'articolo 31 del TIT, devono garantire, in media, un gettito tariffario coerente con la tariffa di riferimento D1 di cui al medesimo articolo; e che la struttura delle tariffe D2 e D3 era stata riformata a partire dall'1 gennaio 2009, in occasione dell'avvio del bonus elettrico, secondo le disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 117/08;
- sulla base delle informazioni a pre-consuntivo dell'anno 2009, fornite all'Autorità dalle maggiori imprese distributrici, le modalità di dimensionamento delle tariffe obbligatorie domestiche adottate per l'anno 2009 sembrano far emergere una rilevante eccedenza di gettito rispetto alla tariffa di riferimento D1.

Considerato che:

- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati (al netto dei tabacchi), rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2008 - maggio 2009 (corrispondenti al periodo di dodici mesi successivo a quello utilizzato nell'aggiornamento per l'anno 2009), rispetto ai dodici mesi precedenti, pari alla variazione registrata dall'indice generale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati esclusi i tabacchi, è stato accertato nella misura del 2,4%;
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e pubblicato il 10 settembre 2009, per il periodo relativo al II trimestre 2008 – I trimestre 2009 (corrispondenti ai quattro trimestri successivi a quelli utilizzati nell'aggiornamento per l'anno 2009), rispetto ai quattro trimestri precedenti, è stato accertato nella misura del 3,3%.

Considerato che:

- in conseguenza della difficile congiuntura economica internazionale, con deliberazione ARG/elt 188/08, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre un meccanismo facoltativo di garanzia dei ricavi di trasmissione teso a limitare la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica, così da non mettere a rischio il piano di investimenti sulla rete di trasmissione nazionale;
- detto meccanismo di garanzia, attivato su istanza di Terna, sulla base di stime a pre-consuntivo, dovrebbe comportare il riconoscimento al settore della trasmissione, per l'anno 2009, di un importo di circa 64 milioni di euro, inclusa la quota parte di ricavi relativa alla ex-rete di distribuzione in alta tensione di cui alla deliberazione ARG/elt 31/09;
- per effetto delle disposizioni di cui all'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08, il citato meccanismo di garanzia verrà applicato per i rimanenti anni del corrente periodo di regolazione;
- ai sensi dell'articolo 33, comma 5, della legge n. 99/09, i corrispettivi tariffari a copertura dei costi di trasmissione e distribuzione sono determinati facendo esclusivo riferimento al consumo di energia elettrica dei clienti finali o a parametri relativi al punto di connessione dei medesimi clienti finali;
- il comma 16.1 del TIT prevede l'applicazione di un corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, applicato all'energia elettrica prodotta e immessa in rete;

- con la citata deliberazione ARG/elt 188/08, l'Autorità ha, inoltre, proceduto ad aggiornare gli elementi della tariffa TV1 e D1 a copertura dei costi commerciali della distribuzione, tenendo conto in maniera specifica degli investimenti relativi a tale attività nonché dei costi operativi da riconoscere ai sensi del comma 7.5 della deliberazione n. 157/07, applicando una maggiorazione unitaria annua di 0,77 centesimi di euro, secondo quanto disposto dall'articolo 8 della medesima deliberazione ARG/elt 188/08; e che detta maggiorazione deve essere applicata per il solo anno 2009;
- con deliberazione ARG/elt 31/09, in relazione alla cessione delle reti di distribuzione in alta tensione da Enel a Terna e l'inclusione delle medesime reti nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, sono state introdotte le componenti CTR_{ENEL} e CTR*;
- ai sensi dell'articolo 35 del TIT, è previsto che in sede di aggiornamento annuale delle tariffe di distribuzione, a partire dall'aggiornamento per l'anno 2010, l'Autorità individui la quota parte delle componenti tariffarie a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'articolo 11 del medesimo TIT;
- sulla base dei dati inviati dalle imprese di distribuzione, relativamente agli investimenti dell'anno 2008, il valore degli investimenti incentivati di cui al precedente punto ammonta, a livello di settore, a circa 16 milioni di euro; e che di conseguenza la maggior remunerazione da riconoscere ammonta, a livello di settore, a circa 320.000 euro;
- la principale impresa di distribuzione di energia elettrica ha segnalato recentemente come la grave congiuntura economica abbia comportato, nel corso del 2009, una imprevista e consistente contrazione dei contributi per il servizio di connessione;
- come precisato nella Relazione AIR, i contributi di connessione (esclusi i contributi a preventivo) sono stati convenzionalmente destinati a copertura dei costi operativi; e che, di conseguenza, in presenza di contrazioni anomale dei medesimi, gli ordinari meccanismi di aggiornamento non consentono di bilanciare tale effetto, con possibili riflessi negativi sulla capacità di investimento delle imprese distributrici;
- con l'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08, l'Autorità ha disposto l'introduzione, a valere dall'1 gennaio 2010, di un nuovo meccanismo di incentivo all'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione;
- la disciplina di dettaglio di detto meccanismo di incentivazione è in via di definizione;
- con deliberazione ARG/elt 103/09 l'Autorità ha emanato disposizioni per l'anno 2008 in materia di integrazioni dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti del settore elettrico di cui all'articolo 44 del TIT, prevedendo che le imprese che non avevano ancora inviato i dati relativi all'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 per lo sconto dipendenti, potessero provvedervi, tramite il sistema telematico appositamente predisposto, entro e non oltre il termine ultimo del 31 dicembre 2009, pena la decadenza dal diritto alla compensazione per l'anno 2008; e che si sono verificati alcuni problemi tecnici in relazione a detto sistema telematico;

- è stato individuato un errore materiale di arrotondamento nella Tabella 22 del TIT, relativamente ai valori rilevanti per la perequazione della misura per l'anno 2009.

Ritenuto opportuno:

- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura, ai fini dell'aggiornamento delle quote parti delle tariffe a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, applicare variazioni dei volumi di servizio erogati tali da allineare i medesimi volumi ai dati di pre-consuntivo 2009 forniti dalle imprese distributrici;
- valorizzare in via prudenziale il ΔCOT di cui al comma 10.8 del TIT, rinviando ad un successivo provvedimento la sua eventuale modifica, in esito al completamento delle attività di determinazione degli ammontari di perequazione di cui all'articolo 41 del TIT;
- sulla base degli elementi sopra elencati, procedere all'aggiornamento:
    a) della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione, TV1, di cui all'articolo 6 del TIT e, coerentemente, della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione di cui all'articolo 7 del TIT;
    b) della tariffa per il servizio di trasmissione, CTR, di cui all'articolo 13 del TIT e, coerentemente, della tariffa TRAS di cui all'articolo 5 del TIT, tenendo conto delle perdite standard;
    c) della componente CTR*, in coerenza con le disposizioni introdotte con deliberazione ARG/elt 31/09, senza tener conto della variazione dei volumi di servizio utilizzata ai fini dell'aggiornamento delle tariffe di distribuzione e misura;
    d) della tariffa per il servizio di misura, MIS, di cui all'articolo 25 del TIT;
    e) della tariffa di riferimento per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione, D1 e, coerentemente, delle tariffe D2 e D3, di cui all'articolo 31 del TIT;
    f) dei contributi disciplinati dal TIC;
- sopprimere il corrispettivo di cui al comma 16.1 del TIT e adeguare conseguentemente le tariffe CTR e TRAS per garantire l'invarianza del gettito tariffario complessivo a copertura del servizio di trasmissione;
- tener conto, nel dimensionamento della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2010 rispetto alla tariffa di riferimento TV1 aggiornata, delle evidenze emerse a pre-consuntivo circa la tendenziale leggera carenza di gettito derivante dalle modalità di dimensionamento della tariffa obbligatoria 2009;
- tener conto, nel dimensionamento delle tariffe obbligatorie D2 e D3 per l'anno 2010, rispetto alla tariffa di riferimento D1 aggiornata, delle evidenze emerse a pre-consuntivo circa la rilevante eccedenza di gettito derivante dalle modalità di dimensionamento delle tariffe obbligatorie 2009;
- in considerazione dell'ammontare limitato, in valore assoluto, da riconoscere a copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'articolo 11 del TIT, non individuare, per l'anno 2010, una specifica quota parte delle componenti tariffarie di distribuzione a tal fine dedicata; e di conseguenza disporre la copertura di detta maggior remunerazione, per l'anno 2010, tramite la componente UC_3 di cui al comma 1.1 del TIT;

- in coerenza con il meccanismo già introdotto per il servizio di trasmissione con l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08, attivare un meccanismo facoltativo di perequazione, destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione diversi dai contributi a preventivo, dai contributi in quota fissa di cui alla Tabella 2 del TIC e dai contributi per altre prestazioni specifiche di cui alla Tabella 8 del TIC;
- per ragioni di maggior equità nei confronti dei clienti finali, chiamati a condividere parte del rischio volume relativo ai contributi di connessione, e per coerenza con il sistema adottato per la trasmissione, qualora il meccanismo di cui al precedente punto venisse attivato, debba essere esteso alla rimanente parte del periodo di regolazione e mirato al riassorbimento degli effetti delle oscillazioni dei contributi tanto in diminuzione quanto in aumento;
- in vista della prossima emanazione della disciplina per l'incentivazione all'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione, applicabile a partire dall'1 gennaio 2010 secondo quanto previsto dalla deliberazione ARG/elt 188/08, prevedere che, per il primo anno di applicazione di detto meccanismo, i relativi oneri/proventi, ad oggi non puntualmente preventivabili, vengano coperti tramite il Conto UC_3 di cui al comma 54.1, lettera h) del TIT;
- prorogare al 31 gennaio 2010 il termine di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/elt 103/09;
- correggere l'errore di arrotondamento individuato nella Tabella 22 del TIT

DELIBERA

Articolo 1

Perequazione facoltativa dei ricavi da contributi di connessione a forfait

1.1 Per il periodo 2010-2011 è istituito il meccanismo facoltativo di perequazione a garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait* definito nei successivi commi del presente articolo, relativo al servizio di connessione disciplinato dal TIC.

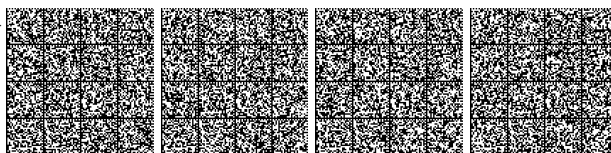
1.2 L'accesso al meccanismo di garanzia di cui al presente articolo è facoltativo e non può essere limitato temporalmente rispetto al periodo di cui al comma 1.1.

1.3 Ciascuna impresa distributrice, ai fini di accedere al meccanismo di perequazione, presenta specifica istanza all'Autorità entro il termine inderogabile del 31 marzo 2010. Decorso tale termine, le istanze eventualmente presentate sono rigettate.

1.4 Ciascuna impresa distributrice ammessa al meccanismo di perequazione di cui al presente articolo, per l'anno 2010 e per l'anno 2011, versa, se positivo o riceve, se negativo, un ammontare pari a:

$$P_{con}^{n} = 0,995 * \left[R_{con}^{n} - R_{All}^{06} * \prod_{t=2007}^{n} (1 + RPI_t - X_t) \right]$$

dove:

- P_{con}^{n} è l'ammontare di perequazione relativo all'anno *n*, con *n* che può assumere valori 2010 o 2011;

- R^{n}_{con} è il ricavo effettivo, ottenuto nell'anno *n*, derivante dall'applicazione dei contributi a *forfait* per il servizio di connessione disciplinati dal TIC, al netto dei ricavi dall'applicazione dei contributi di cui alle tabelle 2, 8 e 9 del medesimo TIC in vigore nel medesimo anno *n*;
- R^{06}_{All} è il ricavo effettivo, ottenuto nel 2006, derivante dall'applicazione dei contributi di allacciamento a *forfait*, secondo i valori in vigore nel medesimo anno, al netto dei ricavi da diritti fissi e prestazioni corrispondenti a quelle cui si riferiscono le tabelle 8 e 9 del TIC;
- RPI_t è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del *price-cap* per l'aggiornamento delle tariffe di ciascun anno *t,* per il periodo compreso tra il 2007 e l'anno *n*;
- X_t è l'obbiettivo annuo di recupero di produttività rilevante ai fini dell'applicazione del *price-cap* per l'aggiornamento delle tariffe di ciascun anno *t,* per il periodo compreso tra il 2007 e l'anno *n*;

1.5 Ai fini dell'applicazione della formula di perequazione di cui al precedente comma, nel caso in cui l'impresa distributrice abbia effettuato cessioni e/o acquisizioni di porzioni di rete di distribuzione nel periodo compreso tra il 2007 e l'anno *n*, il ricavo R^{06}_{All} è coerentemente riproporzionato in funzione del ricavo ammesso di distribuzione associato alla porzione di rete ceduta e/o acquisita, garantendo l'invarianza del ricavo tariffario complessivo di settore.

1.6 Il meccanismo di perequazione di cui al presente articolo è quantificato dalla Cassa coi medesimi tempi e nel rispetto delle medesime modalità previste per la perequazione generale di cui all'articolo 33 del TIT.

1.7 Gli oneri e i proventi derivanti dall'applicazione della perequazione di cui al presente articolo sono posti in capo al Conto UC3 di cui al comma 54.1, lettera h) del TIT.

Articolo 2

Modificazioni del TIT

2.1 I commi 16.1 e 16.2 del TIT, sono abrogati.

2.2 Alla lettera a) del comma 17.1 del TIT, sono soppresse le parole ", e del comma 16.1".

2.3 Ai commi 18.1, 18.3 e 18.5 del TIT sono soppresse le parole ", della componente tariffaria di cui al comma 16.1"

2.4 Dopo il comma 62.1 del TIT è aggiunto il seguente comma:

"62.2 Il Conto può essere altresì utilizzato in relazione:

a) al meccanismo di incentivazione all'entrata in esercizio degli investimenti in trasmissione di cui all'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08;
b) alla copertura della maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati ai sensi dell'articolo 11;
c) alla perequazione facoltativa dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*".

Articolo 3

Aggiornamento per l'anno 2010 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

3.1 Le Tabelle 1, 2, 3, 6, 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 15, 17, 18, 20, 21, 22, 23 24 e 25, dell'Allegato n. 1 del TIT, sono sostituite con le tabelle con medesima numerazione di cui all'allegato *Tabelle TIT 2010*, del presente provvedimento.

3.2 Per l'anno 2010, la componente di cui al comma 17.1, lettera b) è confermata pari a 0,0120 centesimi di euro/kWh.

Articolo 4

Aggiornamento per l'anno 2010 dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche in bassa tensione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica

4.1 Le Tabelle 9, 10, 11 e 12 dell'Allegato n. 1 del TIT, sono sostituite con le tabelle con medesima numerazione di cui all'Allegato *Tabelle TIT 2010*.

Articolo 5

Aggiornamento per l'anno 2010 delle condizioni economiche del servizio di connessione

5.1 Le tabelle da 1 a 8 del TIC sono sostituite con le tabelle con medesima numerazione di cui all'Allegato *Tabelle TIC 2010*.

Articolo 6

Disposizioni finali

6.1 Il termine di cui al comma 4.1 della deliberazione ARG/elt 103/09 è prorogato al 31 gennaio 2010.

6.2 Il presente provvedimento viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall'1 gennaio 2010.

6.3 L'Allegato A e l'Allegato B alla deliberazione n. 348/07, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

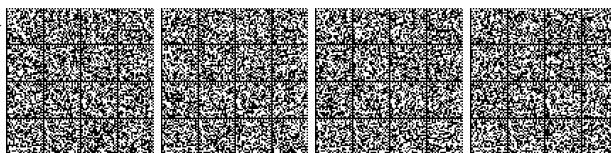



TABELLE TIT 2010

Tabella 1 : Componente TRAS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*TRAS* centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,356	0,375	0,426
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,356	0,375	0,426
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,338	0,356	0,404
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,338	0,356	0,404
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,331	0,348	0,396
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,326	0,344	0,388

Tabella 2: Componenti ρ1 e ρ3 della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione TV1, e suoi elementi, di cui all'articolo 6

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Componenti delle tariffe di riferimento TV1					
	ρ1			ρ3		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	1,210	1,243	1,294
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	11.355,24	11.659,71	12.152,84	0,991	1,018	1,060
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,654	0,672	0,699
lettera e) Altre utenze in media tensione	668.637,00	686.567,34	714.241,65	0,086	0,088	0,092
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	0,059	0,061	0,063
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	0,058	0,060	0,062

Tipologie di contratto di cui comma 2.2	Elementi della componente ρ1								
	ρ1 (disMT)			ρ1 (disBT)			ρ1(cot)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/punto di prelievo per anno		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	-	-	-	10.905,00	11.197,33	11.659,48	450,24	462,38	493,36
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	630.151,80	647.044,32	673.749,99	-	-	-	38.485,20	39.523,02	40.491,66
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	-	-	-	-	-	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	-	-	-	-	-	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Elementi della componente ρ3											
	ρ3 (disAT)			ρ3 (disMT)			ρ3 (disBT)			ρ3(cot)		
	centesimi di euro/kWh			centesimi di euro/kWh			centesimi di euro/kWh			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,069	0,071	0,074	0,641	0,658	0,685	0,481	0,494	0,514	0,019	0,020	0,021
lettera c) Altre utenze in bassa tensione	0,095	0,098	0,102	0,896	0,920	0,958	-	-	-	-	-	-
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,071	0,073	0,076	0,547	0,562	0,585	-	-	-	0,036	0,037	0,038
lettera e) Altre utenze in media tensione	0,086	0,088	0,092	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,059	0,061	0,063	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,058	0,060	0,062	-	-	-	-	-	-	-	-	-

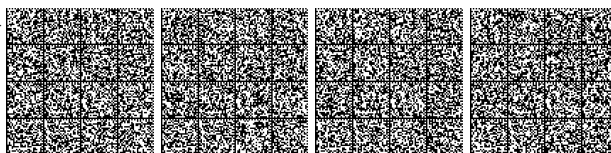



Tabella 3: Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 7

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Quota fissa			Quota potenza			Quota energia			Codice tariffa
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kW per anno			centesimi di euro/kWh			
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	1,210	1,243	1,294	BTIP
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW:										
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	450,24	462,38	493,36	2.745,71	2.730,26	2.858,43	0,105	0,108	0,112	BTA1
	- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	450,24	462,38	493,36	2.608,42	2.581,87	2.703,92	0,105	0,108	0,112	BTA2
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	450,24	462,38	493,36	2.890,22	2.878,64	3.012,94	0,105	0,108	0,112	BTA3
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	495,26	508,62	542,70	2.890,22	2.878,64	3.012,94	0,105	0,108	0,112	BTA4
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	495,26	508,62	542,70	2.890,22	2.878,64	3.012,94	0,105	0,108	0,112	BTA5
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	450,24	462,38	493,36	2.745,71	2.730,26	2.858,43	0,100	0,103	0,106	BTA6
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	0,654	0,672	0,699	MTIP
lettera e)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.257,98	45.451,47	46.565,41	3.150,76	3.008,75	3.335,06	0,103	0,106	0,110	MTA1
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore a 500 kW	39.832,18	40.906,32	41.908,87	2.835,68	2.685,23	2.998,19	0,093	0,095	0,099	MTA2
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	38.485,20	39.523,02	40.491,66	2.489,10	2.329,36	2.627,63	0,081	0,084	0,087	MTA3
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	-	-	-	0,059	0,061	0,063	ALTA
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.946.442,60	1.998.931,75	2.047.922,10	-	-	-	0,058	0,060	0,062	AATE

Tabella 6: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

centesimi di euro/kWh		
Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
0,326	0,344	0,388

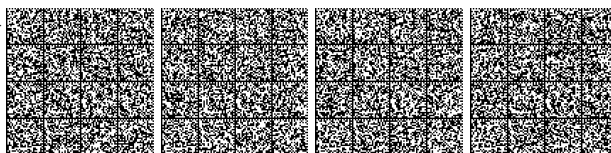



Tabella 8.1: Componenti MIS, di cui all'articolo 25

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1*			*MIS3*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,065	0,066	0,065
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	2.710,69	2.640,30	-	-	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,061	0,063	0,062
lettera e)	Altre utenze in media tensione	29.878,32	30.664,77	29.868,29	-	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	263.892,66	257.037,10	-	-	-

Tabella 8.2: Elementi MIS (INS) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(INS)*			*MIS3(INS)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,036	0,037	0,036
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	1.207,99	1.176,61	-	-	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,051	0,053	0,052
lettera e)	Altre utenze in media tensione	19.866,84	20.680,60	20.143,34	-	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	253.485,90	246.900,54	-	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	253.485,90	246.900,54	-	-	-

Tabella 8.3: Elementi MIS (RAC) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(RAC)*			*MIS3(RAC)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,021	0,021	0,021
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	1.031,66	1.004,87	-	-	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,009	0,009	0,009
lettera e)	Altre utenze in media tensione	7.456,92	7.484,04	7.289,71	-	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	7.517,77	7.322,56	-	-	-

Tabella 8.4: Elementi MIS (VER) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(VER)*			*MIS3(VER)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,008	0,008	0,008
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	482,28	471,04	458,82	-	-	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,001	0,001	0,001
lettera e)	Altre utenze in media tensione	2.554,56	2.500,13	2.435,24	-	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	2.888,99	2.814,00	-	-	-

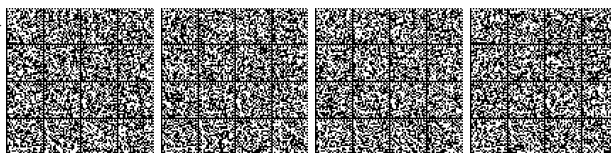



Tabella 9: Componenti della tariffa di riferimento D1, di cui all'articolo 31

	componente σ1			componente σ2	componente σ3			
	mis	cot	totale		trasm	dis AT	dis MT	totale
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
Anno 2008	2.044,20	282,80	2.327,00	1.307,40	0,356	0,084	0,811	1,251
Anno 2009	2.089,28	291,20	2.380,48	1.342,45	0,375	0,086	0,833	1,294
Anno 2010	2.035,01	309,88	2.344,89	1.397,85	0,426	0,090	0,867	1,383

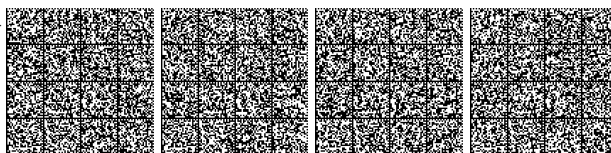



Tabella 10 - Componente τ3 della tariffa D2

Scaglioni di consumo (kWh/anno)		Componente τ3 (centesimi di euro/kWh)		
da	fino a	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
0	900	-	0,354	0,360
901	1800	1,116	0,354	0,360
1801	2640	3,838	3,960	3,900
2641	3540	10,924	8,838	7,690
3541	4440	11,602	8,838	7,690
oltre 4440		4,462	14,987	11,730

Tabella 11 - Componenti τ1 e τ2 della tariffa D2

	Componente τ1 (centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	Componente τ2 (centesimi di euro/kW per anno)
Anno 2008	23,03	449,81
Anno 2009	511,49	513,40
Anno 2010	600,00	513,40

Tabella 12 - Componenti τ1, τ2 e τ3 della tariffa D3

Componente τ1 (centesimi di euro/punto di prelievo per anno)			Componente τ2 (centesimi di euro/kW per anno)		
Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
2.475,57	2.380,48	2.344,89	1.381,56	1.417,85	1.443,54

Componente τ3 — Scaglioni di consumo (kWh/anno)		Componente τ3 (centesimi di euro/kWh)		
da	fino a	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
0	900	4,462	2,052	2,000
901	1800	4,462	2,052	2,000
1801	2640	4,462	3,960	3,900
2641	3540	4,462	8,838	7,690
3541	4440	4,462	8,838	7,690
oltre 4440		4,462	14,987	11,730

Tabella 15: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione per tipologia di utenza (ρ3'c(disAT))

Tipologie	Valore di ρ3'c(disAT) centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
Bassa tensione - usi domestici	0,0572	0,0587	0,0611
Bassa tensione - illuminazione pubblica	0,0445	0,0457	0,0476
Bassa tensione - altri usi	0,0554	0,0569	0,0592
Media tensione - illuminazione pubblica	0,0282	0,0290	0,0302
Media tensione - altri usi	0,0529	0,0543	0,0565
Alta tensione	0,0315	0,0323	0,0336
Altissima tensione	0,0315	0,0323	0,0336

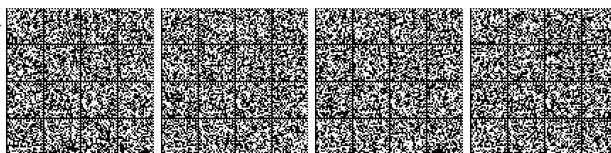



Tabella 17: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi diretti di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza ($\rho_1'^c$(disMT) , ($\rho_3'^c$(disMT))

Tipologie	$\rho_1'^c$(disMT)			$\rho_3'^c$(disMT)		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
Bassa tensione - usi domestici	-	-	-	0,1214	0,1247	0,1298
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	-	-	0,0958	0,0983	0,1024
Bassa tensione - altri usi	-	-	-	0,1341	0,1377	0,1434
Media tensione - illuminazione pubblica	-	-	-	0,1052	0,1081	0,1125
Media tensione - altri usi	102.859,02	105.616,37	109.975,51	-	-	-

Tabella 18: Quota parte dei corrispettivi unitari della tariffa TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasfomazione dal livello di alta al livello di media tensione per tipologia di utenza

Tipologie	centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
Bassa tensione - usi domestici	-	-	-	0,2250	0,2311	0,2406
Bassa tensione - illuminazione pubblica	-	-	-	0,1776	0,1823	0,1898
Bassa tensione - altri usi	-	-	-	0,2486	0,2553	0,2658
Media tensione - illuminazione pubblica	-	-	-	0,1950	0,2004	0,2086
Media tensione - altri usi	190.663,14	195.774,25	203.854,51	-	-	-

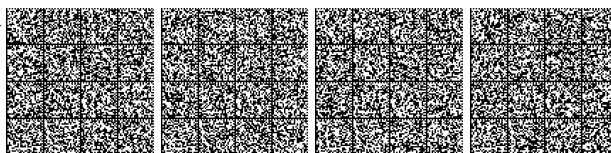



Tabella 20: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettronici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(mis)$ *MIS1(INS)*			*Quota parte MIS3(INS)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	992,79	1.053,69	1.087,96	-	-	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0303	0,0321	0,0332
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	992,79	1.053,69	1.087,96	-	-	-

Tabella 21: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, a copertura dei costi di capitale relativi ai contatori elettromeccanici

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(mis)$ *MIS1(INS)*			*Quota parte MIS3(INS)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	115,83	100,34	96,06	-	-	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0035	0,0031	0,0029
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	115,83	100,34	96,06	-	-	-

Tabella 22: Quota parti degli elementi MIS1(RAC), MIS3(RAC) e dell'elemento σ1(mis) a copertura dei costi di capitale, ivi inclusi gli ammortamenti, dei sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Quote parti $\sigma 1(rac)$ *MIS1(RAC)*			*Quota parte MIS3(RAC)*		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	338,29	352,14	342,99	-	-	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,0103	0,0108	0,0105
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	338,29	352,14	342,99	-	-	-

Tabella 23: Quota parte degli elementi MIS (INS) delle componenti MIS e dell'elemento σ1(mis), di cui all'articolo 40, per il calcolo del termine RPM

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		$\sigma 1(mis)_{cirBT}$	$MIS1(INS)_{cirBT}$		$MIS3(INS)_{cirBT}$		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	65,63	54,87	52,98	-	-	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,002	0,002	0,002
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	65,63	54,87	52,98	-	-	-

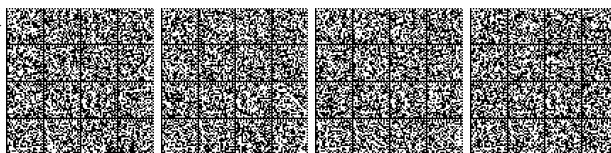



Tabella 24: Corrispettivi unitari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita riconosciuti alle imprese distributrici che erogano il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo di prelievo serviti in maggior tutela

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		σ'$_1$(cot), ρ'$_1$(cot)			ρ'$_3$(cot)			σ'$_1$(cov), ρ'$_1$(cov)			ρ'$_3$(cov)		
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh			centesimi di euro/punto di prelievo per anno			centesimi di euro/kWh		
		Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2008	Anno 2009	Anno 2010
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	1.302,42	1.338,31	1.370,32	-	-	-	214,19	219,97	225,36	-	-	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,058	0,060	0,061	-	-	-	0,010	0,010	0,010
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.073,55	2.129,47	2.181,66	-	-	-	328,25	337,10	345,36	-	-	-

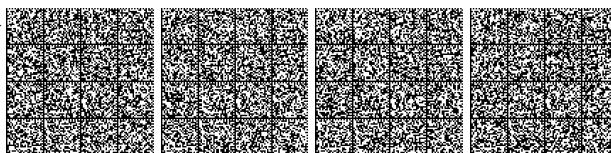



Tabella 25: Componente CTR* di cui al comma 13.3 del TIT

centesimi di euro/kWh	
Anno 2009	Anno 2010
0,0491	0,0510

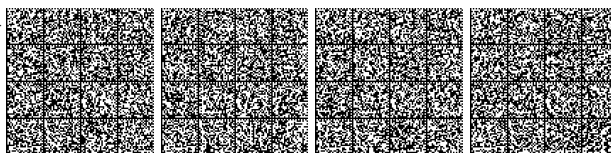



TABELLE TIC 2010

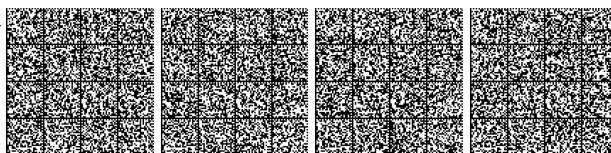



Tabella 1 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (quota distanza):			
- quota fissa [Euro]	185,22	186,20	187,14
- quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 200 metri dalla cabina di riferimento, fino a 700 metri [Euro]	92,85	93,34	93,81
- quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 700 metri dalla cabina di riferimento, fino a 1.200 metri [Euro]	185,22	186,20	187,14
- quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1200 metri dalla cabina di riferimento [Euro]	370,45	372,42	374,30
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (quota potenza) [Euro/kW]	69,6377	70,0071	70,3603

Tabella 2 Contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
Importo unitario dei contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi [Euro]	27,00	27,14	27,28

Tabella 3 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in media tensione

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (quota distanza):			
- quota fissa [Euro]	464,24	466,70	469,05
- quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1000 metri dalla cabina di riferimento [Euro]	46,42	46,67	46,91
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (quota potenza) [Euro/kW]	55,4258	55,7198	56,0009

Tabella 4 Contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
Importo unitario dei contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione [Euro]	437,24	439,56	441,78

Tabella 5 Contributi per connessioni temporanee in bassa tensione

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
a) Per richieste di connessione che non comportino la realizzazione di una cabina MT/BT [Euro/kW]	18,4752	18,5732	18,6669
b) Per richieste di connessione che comportino la realizzazione di una cabina MT/BT [Euro/kW]	64,9003	65,2446	65,5737
c) Per richieste di connessione relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili:			
- per potenze impegnate fino a 3 kW [Euro]	31,27	31,44	31,60
- per potenze impegnate da oltre 3 kW fino a 30 kW [Euro]	50,20	50,47	50,72
- per potenze impegnate da oltre 30 kW fino a 100 kW [Euro]	88,12	88,59	89,04
- per potenze impegnate oltre 100 kW [Euro]	126,02	126,69	127,33
d) Supplemento per operazioni di connessione e di distacco eseguite, dietro esplicita richiesta, fuori orario di lavoro [Euro]	18,47	18,57	18,66

Tabella 6 Contributi per connessioni temporanee in media tensione

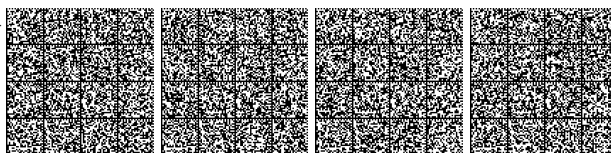
	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
a) Contributo unitario per ogni kW di potenza messo a disposizione [Euro/kW]	55,4258	55,7198	56,0009
b) Supplemento per operazioni di connessione e di distacco eseguite, dietro esplicita richiesta, fuori orario di lavoro [Euro]	18,47	18,57	18,66

Tabella 7 Contributi per alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
Corrispettivo per ogni kW di potenza messa a disposizione [Euro/kW]	69,1638	69,5307	69,8815
Quota fissa [Euro]	477,05	479,58	482,00

Tabella 8 Contributi per altre prestazioni specifiche

	Anno 2008	**Anno 2009**	**Anno 2010**
a) Contributo per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità, riallacciamento e distacco di utenze stagionali a carattere ricorrente [Euro]	27,00	27,14	27,28
b) Contributo per richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di 10 metri dalla precedente ubicazione [Euro]	200,00	201,06	202,07
c) Contributo per richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura [Euro]	50,00	50,27	50,52
d) Contributo per richieste di verifica della tensione di alimentazione [Euro]	150,00	150,80	151,56

10A01379

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per l'anno 2010 del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna e revisione dei corrispettivi di cui agli articoli 45, 48 e 73 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/2006. (Deliberazione n. ARG/elt 204/09).

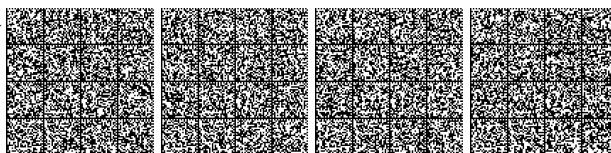
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

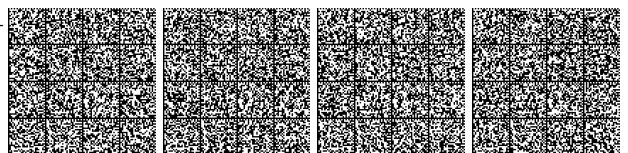
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07 (di seguito: deliberazione n. 351/07);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 188/08);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 189/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 189/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 203/08);
- la lettera della società Terna S.p.A (di seguito: Terna) del 31 marzo 2009, prot. Autorità del 6 aprile 2009 (di seguito: lettera 6 aprile 2009);
- la comunicazione di Terna del 18 dicembre 2009, prot. Autorità n. 74759 del 18 dicembre 2009 (di seguito: comunicazione 18 dicembre 2009);
- le comunicazioni di Terna del 21 dicembre 2009, prot. Autorità n. 75333 e n. 75381 del 23 dicembre 2009 (di seguito: comunicazioni 23 dicembre 2009).

Considerato che:

- con la deliberazione n. 351/07 l'Autorità ha approvato il valore del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna di cui all'articolo 46 della deliberazione n. 111/06 (di seguito: corrispettivo DIS) valevole per l'anno 2008 definendone le modalità di aggiornamento per gli anni successivi;
- il valore del corrispettivo DIS è definito entro la fine di ciascun anno per permettere la copertura dei costi riconosciuti a Terna per l'attività di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno successivo;
- la deliberazione n. 351/07 stabilisce che il corrispettivo DIS venga aggiornato dall'Autorità utilizzando i medesimi criteri e modalità previsti per la componente CTR di cui all'articolo 18 del TIT ad eccezione:
    - del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti applicato alla quota parte del corrispettivo DIS a copertura dei costi operativi, fissato pari al 1,1 % e

- della mancata rivalutazione del capitale investito corrispondente agli oneri di acquisizione da parte di Terna del ramo d'azienda della società Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA;
- i criteri di aggiornamento del corrispettivo DIS di cui al precedente alinea comportano, anche per tale componente, l'adozione del meccanismo facoltativo di garanzia sul livello del ricavo riconosciuto al servizio di trasmissione, introdotto dalla deliberazione ARG/elt 188/08, cui Terna ha volontariamente aderito;
- con le comunicazioni 23 dicembre 2009 Terna ha inviato all'Autorità le informazioni necessarie all'adeguamento del corrispettivo DIS, con particolare riferimento alla quota a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito;
- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati esclusi i tabacchi rilevato dall'Istat è stato per il periodo giugno 2008 - maggio 2009 pari al 2,4%;
- la deliberazione n. 351/07 ha inoltre previsto un meccanismo di premi e penalità applicati a Terna nell'ambito dell'attività di dispacciamento i cui effetti economici, per i risultati conseguiti nell'anno 2008, concorrono alla determinazione del corrispettivo DIS a partire dall'anno 2010;
- in particolare i dati allegati alla lettera 6 aprile 2009 permettono di stabilire che il meccanismo di cui al precedente alinea comporta il riconoscimento a Terna, a valere per l'anno 2010, di una remunerazione aggiuntiva pari a 4,86 milioni di euro, in ragione dei risultati conseguiti nell'anno 2008 nell'ambito della previsione della produzione di impianti eolici (3 milioni) e della previsione del fabbisogno di energia elettrica (1,86 milioni);

Considerato inoltre che:

- su richiesta dell'Autorità, Terna, con la comunicazione 18 dicembre 2009, ha comunicato lo stato dei conti relativi alla gestione dei flussi economici derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 e dalla copertura delle spese cui i medesimi corrispettivi si riferiscono;
- l'analisi dello stato dei conti di cui al precedente alinea unitamente alla stima attesa degli oneri che i medesimi conti dovranno coprire nel corso dell'anno 2010 e della stima della domanda di energia elettrica attesa per il medesimo anno permettono di aggiornare il valore di alcuni corrispettivi di dispacciamento previsti dalla deliberazione n. 111/06;
- in particolare lo stato dei conti relativi ai corrispettivi:
  - a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi di cui all'articolo 45 della deliberazione n. 111/06,
  - a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva di cui all'articolo 48 della deliberazione n. 111/06,

  unitamente alla stima di gettito necessario per l'anno 2010, consentono una riduzione dei predetti corrispettivi per il medesimo anno;

- l’analisi di cui ai precedenti alinea determina un aumento del valore fissato per il corrispettivo di cui all’articolo 73 della deliberazione n. 111/06 valevole per l’anno 2009, a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico.

Ritenuto che:

- sia opportuno aggiornare il corrispettivo DIS per l’anno 2010, adottando la metodologia prevista dalla deliberazione n. 351/07;
- sia opportuno adeguare alle esigenze di gettito previste per l’anno 2010 i corrispettivi di dispacciamento previsti dalla deliberazione n. 111/06

DELIBERA

1. di determinare per l’anno 2010, ai sensi della deliberazione n. 351/07, il corrispettivo a copertura dei costi per il funzionamento di Terna di cui all’articolo 46 della deliberazione n. 111/06 pari a 0,0164 c€/kWh;
2. di determinare per l’anno 2010 i valori dei corrispettivi di dispacciamento di cui all’Allegato A della deliberazione n. 111/06 secondo quanto riportato nelle tabelle allegate al presente provvedimento;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell’Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore con decorrenza dall’1 gennaio 2010.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1

Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della capacità produttiva (articolo 48)	
Centesimi di €/kWh	0,015

Tabella 2

Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (articolo 73)	
Centesimi di €/kWh	0,16

Tabella 3

Corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ammesse alla reintegrazione dei costi (articolo 45)	**F1**	**F2**	**F3**
Centesimi di €/kWh	0,0025	0,0025	0,0025

Tabella 4

Corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna (articolo 46)	
Centesimi di €/kWh	0,0164

10A01380

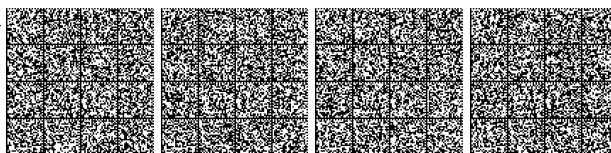
DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela e modifiche al TIV. (Deliberazione n. ARG/elt 205/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

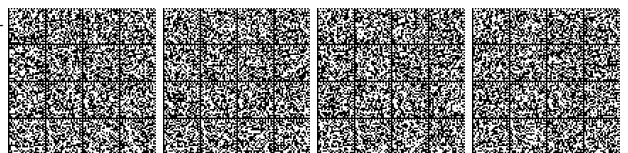
Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2009;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, n. 107/09 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/elt 132/09;
- la deliberazione dell'Autorità 27 ottobre 2009, ARG/elt 153/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 153/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 203/09);
- la deliberazione dell'Autorità dicembre 2009, ARG/elt 204/09;
- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa) del 23 novembre 2009, prot. Autorità 70864 del 30 novembre 2009 (di seguito: comunicazione 30 novembre 2009);
- la comunicazione della società Acquirente unico Spa (di seguito: l'Acquirente unico) del 10 dicembre 2009, prot. Autorità n. 74082 del 15 dicembre 2009;

- la comunicazione di Terna Spa (di seguito: Terna) del 18 novembre 2009, prot. Autorità n. 68344 del 18 novembre 2009;
- la comunicazione di Terna del 18 dicembre 2009, prot. Autorità n. 75038 del 21 dicembre 2009;
- la nota della Direzione Mercati 13 novembre 2009, prot. 67342, agli esercenti la maggior tutela negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali (di seguito: Nota agli esercenti la maggior tutela).

Considerato che:

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela prevede, tra l'altro, l'applicazione di:
  a) corrispettivo PED;
  b) corrispettivo PPE;
  c) componente UC_1;
  d) componente $DISP_{BT}$;

  e che i corrispettivi di cui alle lettere da a) a c) siano aggiornati e pubblicati trimestralmente dall'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD del corrispettivo PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti nell'anno solare di riferimento dall'Acquirente unico, rispettivamente, per l'acquisto dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela e per il servizio di dispacciamento;
- il comma 13.2 del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni degli elementi PE, PD e del corrispettivo PED, l'Acquirente unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare cui le medesime determinazioni si riferiscono, nonché la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- relativamente all'anno 2010, le informazioni riguardanti la cessione al mercato dell'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva di cui alla deliberazione del Comitato interministeriale dei prezzi del 29 aprile 1992, n. 6 incorporano ancora elementi di stima;
- tenuto conto degli elementi di stima di cui al precedente alinea e in base agli elementi di costo comunicati dall'Acquirente unico e da Terna è possibile ipotizzare una riduzione del costo medio annuo (2010) di approvvigionamento dell'energia elettrica dell'Acquirente unico rispetto al costo medio annuo (2009) stimato per il quarto trimestre dell'anno 2009;

- il TIV prevede che gli scostamenti residui emersi dal confronto tra i costi sostenuti da Acquirente unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio nel periodo successivo al 1 gennaio 2008 siano recuperati tramite il sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento, mediante l'applicazione ai clienti finali del servizio di maggior tutela del corrispettivo PPE;
- relativamente all'anno 2008, la deliberazione ARG/elt 153/09 ha previsto che la Cassa provvedesse alle determinazioni degli importi di perequazione, con riferimento agli operatori che avevano inviato le informazioni necessarie al calcolo di tali importi, entro il 20 novembre 2009;
- in base alla comunicazione 30 novembre 2009, gli importi di perequazione di cui al precedente alinea posti a carico del Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela risultano pari a circa 338 milioni di euro;
- l'ammontare di perequazione di cui al precedente alinea non tiene conto degli importi relativi a:
    - gli operatori che alla data del 20 novembre 2009 non avevano ancora inviato alla Cassa le informazioni per i calcoli dell'ammontare di perequazione, per i quali la deliberazione ARG/elt 153/09 ha prorogato la scadenza per l'invio dei dati alla Cassa e, di conseguenza, le scadenze per le attività connesse alle determinazioni e alle conseguenti liquidazioni degli importi riconosciuti;
    - le imprese cooperative, per le quali la raccolta dati per il calcolo di ciascun ammontare di perequazione non ha ancora avuto luogo;
- in base alle informazioni al momento disponibili, non è possibile quantificare con certezza l'ammontare complessivo della perequazione riconosciuta agli esercenti la maggior tutela e alle imprese distributrici con riferimento all'anno 2008;
- relativamente all'anno 2009, sulla base delle informazioni ricevute da alcuni esercenti la maggior tutela che operano negli ambiti territoriali in cui le reti delle imprese distributrici alimentano più di 100.000 clienti finali e che hanno risposto alla Nota agli esercenti la maggior tutela e delle informazioni ricevute dall'Acquirente unico, lo scostamento tra i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela, inclusi lo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima e il corrispettivo per il funzionamento del medesimo Acquirente unico, e per il dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela e i ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela attraverso l'applicazione dei corrispettivi PED ai clienti finali cui è erogato il servizio risulterebbe sostanzialmente coperto;
- le stime di cui al precedente alinea dovranno essere riviste quando saranno disponibili le informazioni di consuntivo circa i costi sostenuti dall'Acquirente unico e l'energia elettrica fornita ai clienti finali nell'anno 2009;
- con riferimento alla perequazione dei costi di approvvigionamento relativa all'anno 2007, la Cassa ha comunicato un onere pari a circa 475 milioni di euro a carico del Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica

destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007;

- anche tale onere, analogamente a quello relativo all’anno 2008, non può essere considerato definitivo poiché non tiene conto degli operatori che alla data del 20 novembre 2009 non avevano ancora inviato alla Cassa le informazioni per i calcoli dell’ammontare di perequazione e delle imprese cooperative, per le quali la raccolta dati finalizzata alla quantificazione degli ammontari di perequazione non ha ancora avuto luogo;
- lo squilibrio di perequazione relativa ai costi di approvvigionamento dell’anno 2007, di cui sopra, è previsto che venga recuperato tramite la componente UC_1 di cui al comma 1.1 del TIV;
- i risultati di perequazione comunicati da Cassa, sebbene provvisori, evidenziano come le risorse raccolte tramite la componente UC_1 nel corso dell’anno 2008 e 2009, pari a circa 437 milioni di euro, non risultano sufficienti a coprire l’onere derivante dal meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento relativi all’anno 2007.

Considerato inoltre che:

- con la deliberazione ARG/elt 203/09, sulla base delle informazioni inviate all’Autorità dalle maggiori imprese distributrici, sono state modificate le modalità di dimensionamento delle tariffe obbligatorie domestiche D2 e D3 per permettere, in media, un gettito tariffario coerente con la tariffa di riferimento D1;
- ai sensi del comma 13nonies.2 del TIV, nel caso in cui l’esercente la maggior tutela o l’impresa distributrice non rispetti il termine previsto per l’invio dei dati necessari al calcolo di ciascun ammontare di perequazione, la Cassa provvede a calcolare tale ammontare utilizzando ogni informazione disponibile e procedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un’ottica di minimizzazione dell’ammontare di perequazione eventualmente dovuto dall’esercente inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso;
- l’eventuale invio dei dati da parte dell’esercente la maggior tutela o dell’impresa distributrice a valle della determinazione di cui al precedente alinea ritarda la corretta definizione dell’ammontare di perequazione, generando, tra l’altro, incertezza con riferimento al dimensionamento del corrispettivo PPE applicato ai clienti finali.

Ritenuto opportuno:

- adeguare, sulla base delle stime del costo medio annuo 2010, il valore degli elementi PE e PD, tenendo comunque prudenzialmente in considerazione una stima degli oneri relativi allo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, come già fatto nel corso dell’anno 2009;
- dimensionare l’aliquota del corrispettivo PPE in maniera prudenziale sulla base delle prime stime condotte relativamente all’anno 2009 e in attesa, con riferimento all’anno 2008, delle determinazioni finali da parte della Cassa;

- adeguare in maniera prudenziale l'aliquota della componente UC_1 in attesa della quantificazione definitiva degli squilibri di perequazione dei costi di approvvigionamento per l'anno 2007 da parte della Cassa.

Ritenuto inoltre opportuno:

- modificare la componente $DISP_{BT}$ con riferimento ai clienti domestici per tener conto delle modalità di dimensionamento delle tariffe obbligatorie domestiche D2 e D3 per l'anno 2010;
- stabilire indennizzi amministrativi a carico dell'esercente la maggior tutela o dell'impresa distributrice che, a valle della determinazione d'ufficio compiuta dalla Cassa ai sensi del comma 13nonies.2 del TIV, invii i dati necessari al calcolo di ciascun ammontare di perequazione;
- prevedere che gli indennizzi di cui al precedente alinea siano applicati con riferimento ai meccanismi di perequazione successivi all'anno 2008, essendo già in corso di svolgimento per tale anno le attività per la determinazione degli importi da parte della Cassa

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

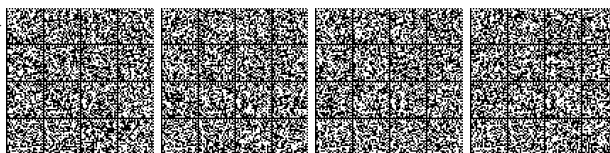
1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2
Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

2.1 I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD per il trimestre gennaio – marzo 2010 sono fissati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 2.5 e 2.6 allegate al presente provvedimento.
2.2 I valori del corrispettivo PED per il trimestre gennaio – marzo 2010 sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 allegate al presente provvedimento.

Articolo 3
Aggiornamento del corrispettivo PPE

3.1 I valori del corrispettivo PPE per il trimestre gennaio – marzo 2010 sono fissati nelle tabelle 4.1 e 4.2 allegate al presente provvedimento.

Articolo 4
Aggiornamento della componente UC_1
4.1 I valori della componente UC_1 per il trimestre gennaio – marzo 2010 sono fissati nelle tabelle 5.1 e 5.2 allegate al presente provvedimento.

Articolo 5
Modifiche al TIV

5.1 Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:

a) Dopo il comma 13nonies.6 è aggiunto il seguente comma:

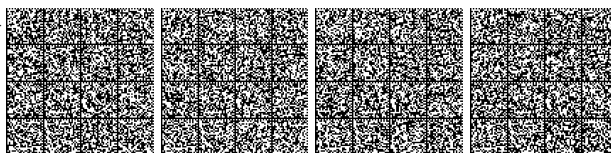
"13nonies.7 Con riferimento ai meccanismi di perequazione relativi ad anni successivi il 2008, qualora successivamente alle determinazioni compiute dalla Cassa ai sensi del comma 13nonies.2 l'esercente la maggior tutela o l'impresa distributrice invii i dati necessari al calcolo dell'ammontare dei meccanismi di perequazione, la Cassa provvede alla determinazione dell'importo riconosciuto e applica una sanzione amministrativa a carico dell'esercente la maggior tutela o dell'impresa distributrice, pari all'1% del valore assoluto della differenza economica tra la determinazione compiuta dalla Cassa:
a) ai sensi del comma 13nonies.2;
b) sulla base dei dati inviati dall'esercente la maggior tutela o dall'impresa distributrice a valle della determinazione di cui alla lettera a).";

b) al comma 26.2 le parole "I valori del corrispettivo GF sono fissati nella tabella 9." sono sostituite dalle parole "I valori del corrispettivo GF sono fissati nella tabella 9 per l'anno 2009 e risultano pari a zero per tutti gli altri anni.";

c) la Tabella 3 del TIV è sostituita dalla seguente tabella:

" Tabella 3: Componente $DISP_{BT}$

a) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		***$DISP_1$***	***$DISP_3$***
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	***centesimi di euro/kWh***
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	-0,036
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	-778,01	-

b) Componente *$DISP_{BT}$* di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo riferiti a alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW

cent€/punto di prelievo/anno
-1760,92

Scaglioni di consumo annuo (kWh/anno)		*Cent€/kWh*
da	*fino a*	
0	1800	0,058
1801	2640	0,626
2641	4440	1,234
oltre 4440		1,883

c) Componente *$DISP_{BT}$* di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), relativamente ai punti di prelievo diversi da quelli di cui alla precedente lettera b)

cent€/punto di prelievo/anno
-880,46

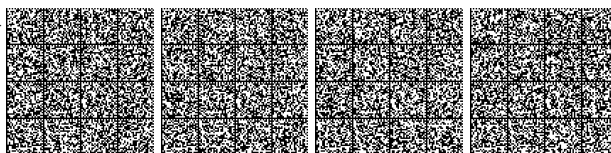
Scaglioni di consumo annuo (kWh/anno)		*Cent€/kWh*
da	*fino a*	
0	1800	0
1801	2640	0
2641	4440	0
oltre 4440		0

d) la Tabella 6 del TIV è sostituita dalla seguente tabella:

Tabella 6: Fasce orarie

F1: ore di punta (peak)	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 8.00 alle ore 19.00
F2: ore intermedie (mid-level)	
Nei giorni dal lunedì al venerdì:	dalle ore 7.00 alle ore 8.00 e dalle ore 19.00 alle ore 23.00
Nei giorni di sabato:	dalle ore 7.00 alle ore 23.00
F3: ore fuori punta (off-peak) Nei giorni dal lunedì al sabato:	dalle ore 00.00 alle ore 7.00 e dalle ore 23.00 dalle ore 24.00
Nei giorni di domenica e festivi*:	Tutte le ore della giornata
* Si considerano festivi: 1 gennaio; 6 gennaio; lunedì di Pasqua; 25 Aprile; 1 maggio; 2 giugno; 15 agosto; 1 novembre; 8 dicembre; 25 dicembre; 26 dicembre	

Articolo 6
Disposizioni finali

6.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall'1 gennaio 2010.

6.2 Il TIV, con le modifiche e integrazioni di cui al presente provvedimento, è pubblicato, successivamente all'1° gennaio 2010, sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1.1: Parametro PE_M, di cui al comma 7.3, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,125
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	6,982
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,061

Tabella 1.2: Parametro PE_F, di cui al comma 27.2, lettera a) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,354	7,823	5,594

Tabella 1.3: Parametro PE_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera a), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera a) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	10,536	6,897
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,354	6,577

Tabella 1.4: Parametro PE_F^{mens}, di cui al comma 7.3, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	10,460	7,827	5,594
Mese di febbraio	10,443	7,903	5,686
Mese di marzo	10,172	7,737	5,498

Tabella 1.5: Parametro PE_F^{mens}, di cui al comma 7.3, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	10,460	7,827	5,594
Mese di febbraio	10,443	7,903	5,686
Mese di marzo	10,172	7,737	5,498

Tabella 1.6: Parametro PE_F^{rag}, di cui al comma 7.3, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PE (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	10,451	7,864	5,635
R2	10,172	7,737	5,498

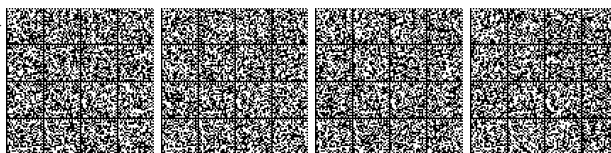



Tabella 2.1: Parametro PD_M, di cui al comma 7.4, lettera e), al comma 27.4 e al comma 27.5, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,858
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,844
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,848

Tabella 2.2: Parametro PD_F, di cui al comma 27.2, lettera b) e al comma 27.4bis, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,707	0,707	0,707

Tabella 2.3: Parametro PD_{bio}, di cui al comma 27.3, lettera b), al comma 27.4bis, lettera b), al comma 27.6, lettera b) e al comma 27.6bis, corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,858	0,858
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,707	0,707

Tabella 2.4: Parametro PD_F^{mens}, di cui al comma 7.4, lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	0,707	0,707	0,707
Mese di febbraio	0,707	0,707	0,707
Mese di marzo	0,707	0,707	0,707

Tabella 2.5: Parametro PD_F^{mens} , di cui al comma 7.4, lettera d), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	0,707	0,707	0,707
Mese di febbraio	0,707	0,707	0,707
Mese di marzo	0,707	0,707	0,707

Tabella 2.6: Parametro PD_F^{rag} , di cui al comma 7.4, lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PD)

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PD (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	0,707	0,707	0,707
R2	0,707	0,707	0,707

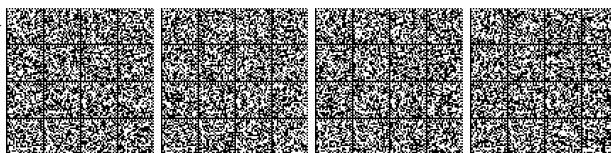



Tabella 3.1 Corrispettivo $PED_M = PE_M + PD_M$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,983
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,826
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,909

Tabella 3.2: Corrispettivo $PED_F = PE_F + PD_F$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,061	8,530	6,301

Tabella 3.3: Corrispettivo $PED_{bio} = PE_{bio} + PD_{bio}$, corretto per le perdite di rete

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	11,394	7,755
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11,061	7,284

Tabella 3.4: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	11,167	8,534	6,301
Mese di febbraio	11,150	8,610	6,393
Mese di marzo	10,879	8,444	6,205

Tabella 3.5: Corrispettivo $PED_F^{mens} = PE_F^{mens} + PD_F^{mens}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV, corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera b) del TIV	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
Mese di gennaio	11,167	8,534	6,301
Mese di febbraio	11,150	8,610	6,393
Mese di marzo	10,879	8,444	6,205

Tabella 3.6: Corrispettivo $PED_F^{rag} = PE_F^{rag} + PD_F^{rag}$ per la tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV corretto per le perdite di rete

Tipologia di contratto di cui comma 2.3 lettera c) del TIV con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW	PED (centesimi di euro/kWh)		
	F1	F2	F3
R1	11,158	8,571	6,342
R2	10,879	8,444	6,205

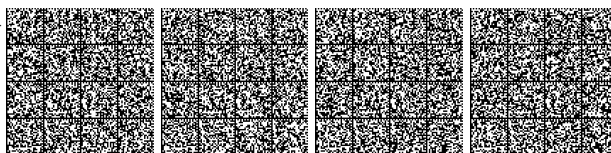



Tabella 4.1: Corrispettivo PPE

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		PPE	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,150
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,150
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,150
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,150

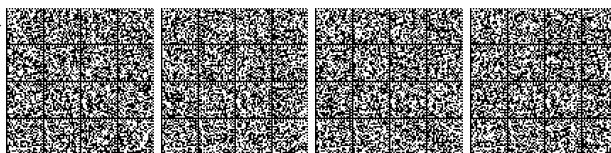



Tabella 4.2: Corrispettivo PPE per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	PPE
	(centesimi di euro/kWh)
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00

Tabella 5.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.3 del TIV		UC1	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,302
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,302
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,302
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,302

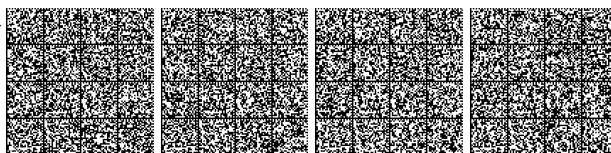



Tabella 5.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al comma 73.2 del TIT

	UC1
	(centesimi di euro/kWh)
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00

10A01381

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2010 della tabella di cui all'allegato *C* della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 maggio 2007, n. 110/2007. (Deliberazione n. ARG/elt 212/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 maggio 2007, n. 110/07 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e l'allegato Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2008, ARG/com 34/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 203/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/elt 205/09;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, ARG/com 211/09.

Considerato che:

- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti, derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- aggiornare e pubblicare la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il trimestre gennaio – marzo 2010

DELIBERA

1. la tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07 per il trimestre gennaio – marzo 2010 è sostituita con la *Tabella 1* allegata al presente provvedimento;
2. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dall'1° gennaio 2010.

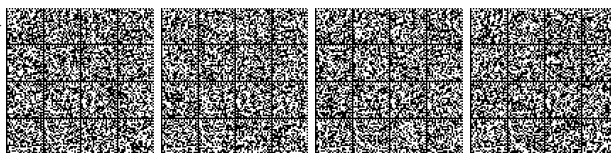
Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1: Stima della spesa annua escluse le imposte in base alle condizioni economiche dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	165,19	257,72	279,38
2.700	376,80	489,30	510,95
3.500	545,37	648,00	669,65
4.500	758,89	848,79	870,44
7.500	1.531,69	1.565,10	1.586,75

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al I° trimestre 2010

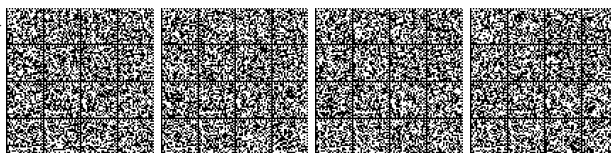
10A01382

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 351/2007, per la definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per il triennio 2010-2012. (Deliberazione n. ARG/elt 213/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005 (di seguito: decreto 20 aprile 2005);
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2005, n. 290/05 (di seguito: deliberazione n. 290/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2007, n. 130/07 (di seguito: deliberazione n. 130/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità, 18 dicembre 2007, n. 330/07 (di seguito: deliberazione n. 330/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 350/07;
- il documento per la consultazione "Regolazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sulla base di criteri incentivanti", pubblicato in data 6 dicembre 2007, atto n. 52/07 (di seguito: documento per la consultazione);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07 (di seguito: deliberazione n. 351/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 97/08;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008, ARG/elt 189/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 189/08);

- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 206/08).

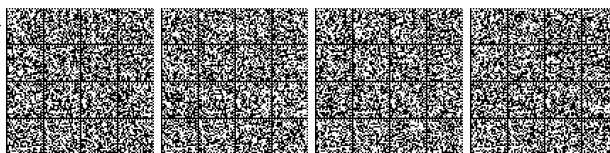
Considerato che:

- la deliberazione ARG/elt 206/08 ha integrato la deliberazione n.351/07 introducendo, in via sperimentale per il 2009, un meccanismo di remunerazione incentivante relativo all'attività di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento di Terna;
- il suddetto meccanismo di remunerazione incentivante nell'ambito dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento utilizza come variabile per misurare la prestazione di Terna l'entità delle risorse dalla stessa approvvigionate nel MSD; ciò anche in ragione della maggior possibilità da parte di Terna di influire su detta variabile che non sul costo medio delle risorse approvvigionate;
- il beneficio ottenuto dal sistema in seguito alla riduzione delle risorse approvvigionate da Terna per assicurare la gestione in sicurezza del sistema e, in genere, attraverso un aumento di efficienza nell'approvvigionamento di dette risorse è commisurato alla riduzione dei costi di produzione delle risorse che, grazie all'aumento di efficienza, vengono approvvigionate da unità più efficienti e/o in quantità minori;
- un efficiente meccanismo di incentivazione debba prevedere che l'incentivo riconosciuto al soggetto da incentivare (Terna nella fattispecie):
  - sia commisurato al solo costo dello sforzo non monetario dallo stesso sostenuto, nella misura in cui i costi monetari sostenuti dal soggetto cui si riferisce lo schema di remunerazione incentivante siano in ogni caso riconosciuti;
  - non sia comunque mai superiore al corrispondente beneficio atteso per il sistema;
- ai fini di una corretta quantificazione degli incentivi da riconoscere al soggetto da incentivare, nel caso di uno schema di incentivazione pluriennale si deve tenere in considerazione la durata dell'aumento di efficienza registrato con riferimento:
  - ai maggiori costi connessi ad un mantenimento nel tempo dello sforzo prodotto;
  - al maggior beneficio prodotto (per il sistema) in presenza di un miglioramento di efficienza che si protragga nel tempo.

Considerato, inoltre, che:

- non è ad oggi possibile identificare ex-ante con sufficiente precisione né il supporto di possibile realizzazione della variabile "entità delle risorse approvvigionate per il servizio di dispacciamento" (anche al netto dei volumi corrispondenti agli sbilanciamenti), né la relazione tra la realizzazione di detta variabile e le azioni poste in essere da Terna;
- per quanto sopra, al fine di isolare l'effetto delle azioni poste in essere da Terna in termini di riduzione delle risorse approvvigionate per il servizio di dispacciamento nel 2009, la deliberazione ARG/elt n. 206/08 prevedeva, tra l'altro, che:

- l'obiettivo minimo che Terna deve raggiungere per potere avere diritto ad incentivi positivi, sia determinato ad un livello inferiore a quello che ci si attenderebbe sulla base dell'evoluzione storica dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD;
- l'incentivo unitario riconosciuto a Terna sia dimensionato così da riflettere il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare, più che riflettere la variazione attesa della spesa netta sostenuta da Terna per l'approvvigionamento delle risorse in MSD;
- sia previsto un tetto all'incentivo complessivo riconoscibile a Terna dimensionato in ragione di una riduzione complessiva dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD che abbia elevata probabilità di essere raggiunta a fronte di adeguato impegno da parte di Terna;
- sia comunque possibile aumentare il livello del tetto di cui sopra in caso di ulteriori riduzioni dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna nel MSD, a fronte della produzione da parte di Terna di evidenze sulla effettiva corrispondenza tra dette ulteriori riduzioni e le azioni dello schema incentivante messe in campo da Terna nell'ambito del sistema incentivante; ciò consente di limitare gli eventuali extraprofitti derivanti a Terna a seguito di una realizzazione fortunata delle variabili esogene ma di mantenere comunque un forte incentivo per la riduzione dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD;
- il livello massimo delle penalità applicate a Terna in caso di aumento, rispetto all'obiettivo minimo, dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD sia piccolo e dimensionato rispetto ai costi operativi sostenuti da Terna per adottare le azioni dello schema incentivante; ciò consente di limitare sensibilmente il rischio per Terna di una realizzazione sfortunata delle variabili esogene.

• nel caso di uno schema di incentivazione pluriennale, la variazione dell'entità delle risorse approvvigionate per il servizio di dispacciamento dovuta ad effetti esogeni di natura casuale può essere opportunamente scontato qualora il meccanismo incentivante preveda che i premi eventualmente ottenuti in un anno siano restituiti se i risultati conseguiti in un anno non siano mantenuti anche negli anni successivi; e che, al fine di tenere conto delle variabili esogene di natura strutturale, il confronto tra le risorse approvvigionate in un anno e quelle approvvigionate negli anni successivi debba scontare l'effetto atteso di dette variabili;
• per quanto nel precedente considerato, sia possibile, nel caso di uno schema di incentivazione pluriennale, non porre tetti all'incentivo complessivo riconoscibile a Terna purché lo schema incentivante sia opportunamente costruito;
• sia comunque necessario, perché lo schema di incentivi sia correttamente rappresentativo delle priorità che devono guidare l'azione di Terna, che il riconoscimento, nell'ambito del meccanismo di remunerazione incentivante, di incentivi positivi sia condizionato al mantenimento da parte di Terna degli attuali standard di sicurezza.

Ritenuto che sia opportuno:

- continuare ad incentivare Terna al fine di aumentarne l'efficienza nell'attività di approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema;
- adottare uno schema di incentivazione pluriennale, così da poter tenere in debita considerazione l'effetto di variabili esogene di natura casuale, così come di incentivare l'adozione di azioni i cui effetti richiedano orizzonti temporali anche superiori all'anno per manifestarsi;
- che il meccanismo di incentivazione risponda ai principi di efficienza e di rispondenza ai costi ed ai benefici delineati nei considerati;
- che, al fine di tenere in opportuna considerazione l'effetto atteso delle variabili esogene di natura strutturale, sia opportuno considerare espressamente nel meccanismo incentivante sia la tendenziale variazione annua nell'entità delle risorse movimentate da Terna per la gestione in sicurezza del sistema al netto dei recenti effetti congiunturali macroeconomici che la variazione di specifiche variabili esogene con impatto diretto su dette entità, quali la variazione della capacità installata da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, da fonte eolica;
- che il meccanismo di incentivazione tenga in opportuna considerazione il maggior beneficio connesso ad una riduzione della movimentazione imposta ai programmi di produzione da parte di impianti da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, da fonte eolica – movimentazione che, per natura stessa di queste fonti, consiste in una riduzione della loro produzione; e che, a tal fine, la variazione dell'entità delle risorse approvvigionate da Terna per la gestione in sicurezza del sistema abbia maggiore ponderazione con riferimento alla quota di detta variazione riferita alle riduzioni imposte ai programmi di produzione degli impianti eolici

DELIBERA

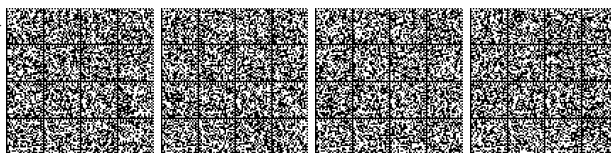
1. di modificare, a decorrere dal 1 gennaio 2010, la deliberazione n. 351/07, nei termini di seguito indicati:

   a. dopo l'articolo 5 bis sono aggiunti i seguenti articoli:

"Articolo 5 ter

Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nell'anno 2010

5 ter.1 Fatto salvo quanto previsto al comma 5 ter.8, Terna ha diritto a ricevere per il 2010 un premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinato dalla seguente formula:

$$PAS_{2010} = \left[Q_{target}RA_{2010} - \min\left(Q_{target}RA_{2010}; Q_{eff}RA_{2010} \right) \right] * IU_{2010}$$

dove:

PAS_{2010} indica il valore, espresso in €, assunto dal premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2010;

$Q_{eff}RA_{2010}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2010 e di cui al comma 5 ter.4;

$Q_{target}RA_{2010}$ indica il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2010 e di cui al comma 5 ter.3;

IU_{2010} indica il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario riconosciuto a Terna sulle quantità di risorse approvvigionate nel 2010 e di cui al comma 5 ter.6.

5 ter.2 Terna ha l'obbligo di pagare per il 2010 una penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinata dalla seguente formula:

$$PenAS_{2010} = \min\left[PenMAX_AS; \max\left(0; Q_{eff}RA_{2010} - Q_{target}RA_{2010}\right) * PU\right]$$

dove:

$PenAS_{2010}$ indica il valore, espresso in €, assunto dalla penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2010;

$Q_{eff}RA_{2010}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2010 e di cui al 5 ter.4;

$Q_{target}RA_{2010}$ indica il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2010 e di cui al comma 5 ter.3;

$PenMAX_AS$ indica il valore, espresso in €, di cui al comma 5 ter.5;

PU indica il valore, espresso in €/MWh, della penalità unitaria di cui al comma 5 ter.7.

5 ter.3 Il valore, espresso in MWh, dell'obiettivo $Q_{target}RA_{2010}$ di minima efficienza in termini di quantità di risorse approvvigionate nel 2010 è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{target}RA_{2010} = Q_{eff}RA_{2008} * 0,84$$

dove:

$Q_{eff}RA_{2008}$ indica il valore, espresso in MWh, risorse effettivamente approvvigionate nel 2008 su tutto il territorio nazionale per la risoluzione delle congestioni, l'approvvigionamento dei servizi di riserva secondaria, terziaria e loro eventuale esercizio nel tempo reale. Tale valore è determinato dalla seguente formula:

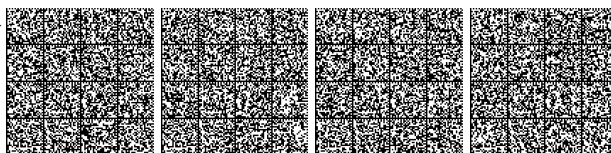
$$Q_{eff}RA_{2008} = 2 * \sum_{qdo \in 2008} \left[\min \left(Q_{acc_salire\ MSD} \ ; \ Q_{acc_scendere\ MSD} \right)_{qdo} \right] + 1,5 * \sum_{h \in 2008} \left(Q_{contratti\ eseguiti} \right)$$

dove:

$Q_{acc_salireMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a salire su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2008 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{acc_scendereMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a scendere su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2008 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06; tale valore comprende anche l'energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, come quantificata ai sensi della deliberazione n. 330/07;

$Q_{contratti\ eseguiti_}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente alle quantità in esecuzione di obblighi contrattuali, riferite a contratti a termine, corrispondenti a:

- potenza minima delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto a termine Presenza in servizio;
- riserva secondaria delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto a termine Riserva secondaria;
- riserva rotante delle unità di produzione con cui viene data esecuzione al prodotto Riserva di sostituzione rotante, moltiplicata per il fattore di riporto della riserva a salire al volume da approvvigionare per ottenere la medesima riserva;

$\sum_{qdo \in 2008}$ indica la sommatoria per tutti i quarti d'ora del 2008;

$\sum_{h \in 2008}$ indica la sommatoria per tutte le ore del 2008;

5 ter.4 Il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2010 $Q_{eff}RA_{2010}$ è determinato dalla seguente formula:

$$Q_{eff}RA_{2010} = 2 * \sum_{qdo \in 2010} \left[\min\left(Q_{acc_salire\ MSD} \ ; \ Q_{acc_scendere\ MSD} \right)_{qdo} \right] + \sum_{h \in 2010} QEolico_{rimb_2010} - \Delta Eolico_{2010}$$

dove:

$Q_{acc_salireMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a salire su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2010 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{acc_scendereMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a scendere su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2010 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06; tale valore comprende anche l'energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

$QEolico_{rimb_2010}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente, in ciascuna ora del 2010, alla mancata produzione eolica cui sia comunque riconosciuto un corrispettivo a compensazione di detta mancata produzione determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

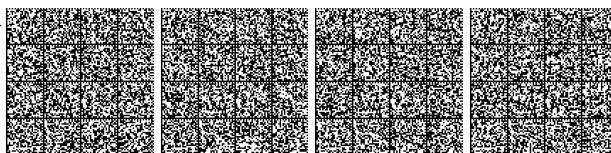
$\sum_{qdo \in 2010}$ indica la sommatoria per tutti i quarti d'ora del 2010;

$\sum_{h \in 2010}$ indica la sommatoria per tutte le ore del 2010;

$\Delta Eolico_{2010}$ è un valore, espresso in MWh, determinato dalla seguente formula:

$$\Delta Eolico_{2010} = \frac{QEolico_{2008}}{KEolico_{2008}} * \left[KEolico_{2010} - KEolico_{2008} \right]$$

dove:

$QEolico_{2008}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente alle quantità di energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonte eolica per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di

dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, come quantificata ai sensi della deliberazione n. 330/07;

$KEolico_{2008}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2008;

$KEolico_{2010}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2010.

5 ter.5 Il valore, espresso in €, assunto da *PenMAX_AS* è pari a 10 (dieci) milioni di euro.

5 ter.6 Il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario IU_{2010} è pari a 11 €/MWh.

5 ter.7 Il valore, espresso in €/MWh, della penalità unitaria *PU* è pari a 2 €/MWh.

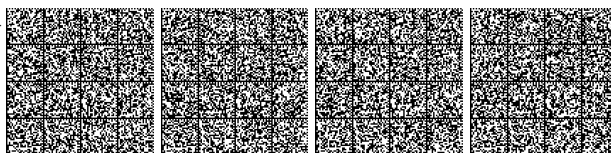
5 ter.8 Terna ha diritto agli incentivi di cui al comma 5 ter.1 solo qualora vengano rispettate tutte le seguenti condizioni:

- Terna non peggiori gli attuali standard di sicurezza;
- le azioni messe in campo da Terna nell'ambito dello schema incentivante di cui al presente articolo prevedano, laddove possibile, l'utilizzo di procedure e strumenti informatici funzionali a consentire un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità di cui alla deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna svolga efficacemente le attività strumentali al monitoraggio del MSD da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna prosegua con successo il processo di revisione degli algoritmi di selezione delle offerte sul MSD.

Articolo 5 quater

Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nell'anno 2011

5 quater.1 Fatto salvo quanto previsto al comma 5 quater.5, Terna ha diritto a ricevere per il 2011 un premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinato dalla seguente formula:

$$PAS_{2011} = \max\left[0;\min\left(Q_{target}RA_{2010};Q_{eff}RA_{2010}\right)*\alpha - Q_{eff}RA_{2011}\right]*IU_{2011} + \\ +\min\left[PenMAX_AS;\max\begin{pmatrix}0;\max\left[Q_{target}RA_{2010};Q_{eff}RA_{2010}\right]*\alpha \\ -\max\left[Q_{target}RA_{2010}*\alpha;Q_{eff}RA_{2011}\right]\end{pmatrix}*PU\right]$$

dove:

PAS_{2011} indica il valore, espresso in €, assunto dal premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2011;

$Q_{eff}RA_{2011}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2011 e di cui al comma 5 quater.3;

IU_{2011} indica il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario di cui al comma 5 quater.4;

α indica il minor valore tra 1,04 e 1 (uno) aumentato del doppio dell'incremento percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011 rispetto al 2010;

gli altri simboli assumono il medesimo valore di cui all'articolo 5 ter.

5 quater.2 Terna ha l'obbligo di pagare per il 2011 una penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinata dalla seguente formula:

$$PenAS_{2011} = \max\begin{bmatrix} 0; \min\left(Q_{eff} RA_{2011}; \alpha * Q_{t\arg et} RA_{2010}\right) \\ - \min\left(Q_{eff} RA_{2010}; Q_{t\arg et} RA_{2010}\right) * \alpha \end{bmatrix} * IU_{2010} +$$
$$+ \min\left[PenMAX_AS; \max\left(0; Q_{eff} RA_{2011} - \max\left[Q_{eff} RA_{2010}; Q_{t\arg et} RA_{2010}\right] * \alpha\right) * PU\right]$$

dove:

$PenAS_{2011}$ indica il valore, espresso in €, assunto dalla penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2011;

$Q_{eff}RA_{2011}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2011 e di cui al comma 5 quater.3;

α indica il minor valore tra 1,04 e 1 (uno) aumentato del doppio dell'incremento percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011 rispetto al 2010;

gli altri simboli assumono il medesimo valore di cui all'articolo 5 ter.

5 quater.3 Il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2011, $Q_{eff}RA_{2011}$, è determinato dalla seguente formula:

$$\mathrm{Q_{eff} RA}_{2011} = 2 * \sum_{qdo \in 2011} \left[\min\left(Q_{acc_salire\ MSD}\ ;\ Q_{acc_scendere\ MSD}\right)_{qdo}\right] + \sum_{h \in 2011} \mathrm{Q}Eolico_{\mathrm{rimb_2011}} - \Delta Eolico_{2011}$$

dove:

$Q_{acc_salireMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a salire su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2011 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{acc_scendereMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a scendere su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2011 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06; tale valore comprende anche l'energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

$QEolico_{rimb_2011}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente, in ciascuna ora del 2011, alla mancata produzione eolica cui sia comunque riconosciuto un corrispettivo a compensazione di detta mancata produzione determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

$\sum_{qdo \in 2011}$ indica la sommatoria per tutti i quarti d'ora del 2011;

$\sum_{h \in 2011}$ indica la sommatoria per tutte le ore del 2011;

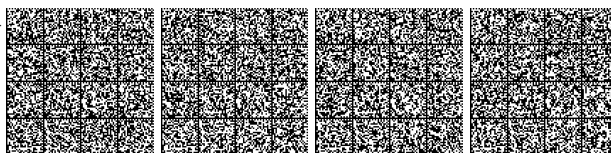
$\Delta Eolico_{2011}$ è un valore, espresso in MWh, determinato dalla seguente formula:

$$\Delta\mathrm{E}olico_{2011} = \frac{\mathrm{Q}Eolico_{2008}}{\mathrm{K}Eolico_{2008}} * \left[\mathrm{K}Eolico_{2011} - \mathrm{K}Eolico_{2008}\right]$$

dove:

$QEolico_{2008}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente alle quantità di energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonte eolica per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, come quantificata ai sensi della deliberazione n. 330/07;

$KEolico_{2008}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2008;

$KEolico_{2011}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2011.

5 quater.4 Il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario IU_{2011} è pari a 7 €/MWh.

5 quater.5 Terna ha diritto agli incentivi di cui al comma 5 quater.1 solo qualora vengano rispettate tutte le seguenti condizioni:

- Terna non peggiori gli attuali standard di sicurezza;
- le azioni messe in campo da Terna nell'ambito dello schema incentivante di cui al presente articolo prevedano, laddove possibile, l'utilizzo di procedure e strumenti informatici funzionali a consentire un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità di cui alla deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna svolga efficacemente le attività strumentali al monitoraggio del MSD da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna prosegua con successo il processo di revisione degli algoritmi di selezione delle offerte sul MSD.

Articolo 5 quinquies

Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nell'anno 2012

5 quinquies.1 Fatto salvo quanto previsto al comma 5 quinquies.5, Terna ha diritto a ricevere per il 2012 un premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinato dalla seguente formula:

$$PAS_{2012} = \max\left[0; \min\left(Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta; Q_{eff}RA_{2011} * \beta\right) - Q_{eff}RA_{2012}\right] * IU_{2012} +$$
$$+ \min\left[PenMAX_AS; \max\begin{pmatrix} 0; \max\left[Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta; Q_{eff}RA_{2011} * \beta\right] - \\ + \max\left[Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta; Q_{eff}RA_{2012}\right] \end{pmatrix} * PU\right]$$

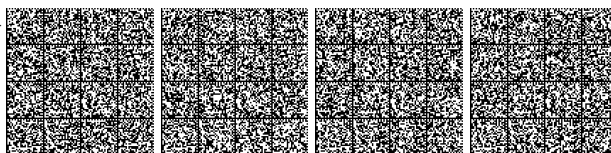
dove:

PAS_{2012} indica il valore, espresso in €, assunto dal premio per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2012;

$Q_{eff}RA_{2012}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2012 e di cui al comma 5 quinquies.3;

IU_{2012} indica il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario di cui al comma 5 quinquies.4;

β indica il minor valore tra 1,04 e 1 (uno) aumentato del doppio dell'incremento percentuale della domanda di energia elettrica nel 2012 rispetto al 2011;

gli altri simboli assumono il medesimo valore di cui agli articoli 5 ter e 5 quater.

5 quinquies.2 Terna ha l’obbligo di pagare per il 2012 una penalità per l’attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento determinata dalla seguente formula:

$$PenAS_{2012} = \max\begin{bmatrix} 0; \min\left(Q_{eff}RA_{2012}; Q_{eff}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) - Q_{eff}RA_{2011} * \beta \\ \end{bmatrix} * IU_{2011} +$$

$$+ \max\begin{bmatrix} 0; \min\left(Q_{eff}RA_{2012}; Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) - Q_{eff}RA_{2010} * \alpha * \beta \\ \end{bmatrix} * IU_{2010} +$$

$$+ \min\left[PenMAX_AS; \max\left(0; Q_{eff}RA_{2012} - Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) * PU\right]$$

se: $Q_{eff}RA_{2011} < Q_{eff}RA_{2010} * \alpha < Q_{target}RA_{2010} * \alpha$

ovvero pari a:

$$PenAS_{2012} = \max\begin{bmatrix} 0; \min\left(Q_{eff}RA_{2012}; Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) - Q_{eff}RA_{2011} * \beta \\ \end{bmatrix} * IU_{2011} +$$

$$+ \min\left[PenMAX_AS; \max\left(0; Q_{eff}RA_{2012} - Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) * PU\right]$$

se: $Q_{eff}RA_{2011} < Q_{target}RA_{2010} * \alpha < Q_{eff}RA_{2010} * \alpha$

ovvero pari a:

$$PenAS_{2012} = \max\begin{bmatrix} 0; \min\left(Q_{eff}RA_{2012}; Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) - \\ \min\left(Q_{eff}RA_{2011} * \beta; Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right) \end{bmatrix} * IU_{2010} +$$

$$+ \min\left[PenMAX_AS; \max\left(0; Q_{eff}RA_{2012} - \max\left[Q_{eff}RA_{2011} * \beta; Q_{target}RA_{2010} * \alpha * \beta\right]\right) * PU\right]$$

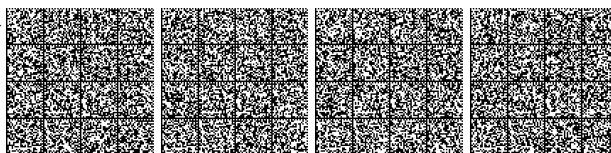
negli altri casi

dove:

$PenAS_{2012}$ indica il valore, espresso in €, assunto dalla penalità per l’attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento nel 2012;

$Q_{eff}RA_{2012}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2012 e di cui al comma 5 quinquies.3;

β indica il minor valore tra 1,04 e 1 (uno) aumentato del doppio dell’incremento percentuale della domanda di energia elettrica nel 2012 rispetto al 2011;

gli altri simboli assumono il medesimo valore di cui all’articolo 5 ter e 5 quater.

5 quinquies.3 Il valore, espresso in MWh, delle risorse effettivamente approvvigionate nel 2012, $Q_{eff}RA_{2012}$, è determinato dalla seguente formula:

$$\mathrm{Q_{eff}RA}_{2012} = 2 * \sum_{qdo \in 2012} \left[\min\left(Q_{acc_salire\ MSD}\ ;\ Q_{acc_scendere\ MSD} \right)_{qdo} \right] + \sum_{h \in 2012} \mathrm{Q}Eolico_{\mathrm{rimb_2012}} - \Delta Eolico_{2012}$$

dove:

$Q_{acc_salireMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a salire su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2012 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06;

$Q_{acc_scendereMSD_}$ indica il valore, espresso in MWh, delle risorse complessivamente approvvigionate a scendere su MSD in ciascun quarto d'ora nel 2012 su tutto il territorio nazionale e non comprende i volumi corrispondenti alle offerte accettate e poi revocate ai sensi della deliberazione n. 165/06; tale valore comprende anche l'energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

$QEolico_{rimb_2012}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente, in ciascuna ora del 2012, alla mancata produzione eolica cui sia comunque riconosciuto un corrispettivo a compensazione di detta mancata produzione determinata sulla base dei criteri applicabili per il medesimo anno;

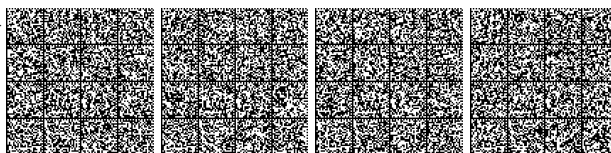
$\sum_{qdo \in 2012}$ indica la sommatoria per tutti i quarti d'ora del 2012;

$\sum_{h \in 2012}$ indica la sommatoria per tutte le ore del 2012;

$\Delta Eolico_{2012}$ è un valore, espresso in MWh, determinato dalla seguente formula:

$$\Delta \mathrm{E}olico_{2012} = \frac{\mathrm{Q}Eolico_{2008}}{\mathrm{K}Eolico_{2008}} * \left[\mathrm{K}Eolico_{2012} - \mathrm{K}Eolico_{2008} \right]$$

dove:

$QEolico_{2008}$ indica il valore, espresso in MWh, corrispondente alle quantità di energia elettrica non prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonte eolica per effetto di azioni di modulazione in attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna anche al di fuori del MSD, come quantificata ai sensi della deliberazione n. 330/07;

$Keolico_{2008}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2008;

$KEolico_{2012}$ indica il valore medio annuo, espresso in MW, della potenza nominale delle unità di produzione rilevanti da fonte eolica disponibile nel 2012.

5 quinquies.4 Il valore, espresso in €/MWh, del premio unitario IU_{2012} è pari a 3,5 €/MWh.

5 quinquies.5 Terna ha diritto agli incentivi di cui al comma 5 quinquies.1 solo qualora vengano rispettate tutte le seguenti condizioni:

- Terna non peggiori gli attuali standard di sicurezza;
- le azioni messe in campo da Terna nell'ambito dello schema incentivante di cui al presente articolo prevedano, laddove possibile, l'utilizzo di procedure e strumenti informatici funzionali a consentire un efficace esercizio della funzione di monitoraggio dell'Autorità di cui alla deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna svolga efficacemente le attività strumentali al monitoraggio del MSD da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt n. 115/08;
- Terna prosegua con successo il processo di revisione degli algoritmi di selezione delle offerte sul MSD."

b. l'articolo 6 è sostituito dal seguente:

"Articolo 6

Modalità di determinazione di riconoscimento dei premi e delle penalità

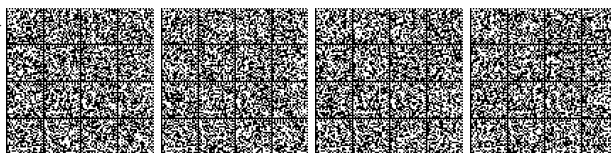
6.1 Terna comunica all'Autorità, entro il 31 marzo di ciascun anno a partire dal 2009, gli importi dei premi e delle penalità di cui agli articoli 4, 5, 5 bis, 5 ter, 5 quater e 5 quinquies unitamente ai dati elementari necessari alla loro determinazione.

6.2 L'Autorità procede a riconoscere i premi, ovvero a riscuotere le penali di cui agli articoli 4, 5 5 bis, 5 ter, 5 quater e 5 quinquies, attraverso la rideterminazione del corrispettivo *DIS* relativamente all'anno successivo a quello in cui viene effettuata la comunicazione di cui al comma 6.1.**"**

2. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione della deliberazione n. 351/07 risultante dalle modifiche di cui al punto 1 del presente provvedimento.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

10A01383

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2009.

Modificazioni per l'anno 2010 delle disposizioni di cui all'allegato *A* alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/2006 e dell'allegato *A* alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS). (Deliberazione n. ARG/elt 214/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2009

Visti:

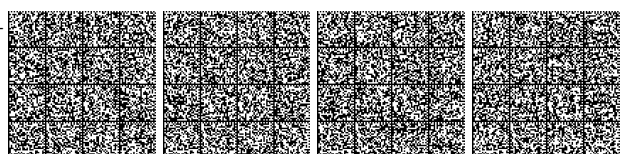
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 178/08);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 203/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 203/08);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, n. 107/09 (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09 (di seguto: deliberazione ARG/elt 179/09);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 194/09);
- il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 27/09, (di seguito: documento per la consultazione DCO 27/09);
- le risposte inviate all'Autorità al documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 27/09;
- la lettera della Direzione Mercati dell'Autorità, prot. 0072578 del 4 dicembre 2009 (di seguito: lettera del 4 dicembre 2009);
- la lettera della società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 4 dicembre 2009, prot. Autorità n. 73721 del 14 dicembre 2009 (di seguito: lettera 14 dicembre 2009);
- la lettera di risposta della società Enel Distribuzione S.p.A. (di seguito: Enel) del 15 dicembre 2009, protocollo Autorità n. 74748 del 21 dicembre 2009(di seguito: lettera Enel del 15 dicembre 2009);
- la lettera di risposta dell'associazione FederUtility (di seguito: FederUtility)del 15 dicembre 2009, prot. Autorità n. 75398 del 17 dicembre 2009 (di seguito: lettera FederUtility del 15 dicembre 2009).

Considerato che:

- con la deliberazione ARG/elt 203/08 l'Autorità ha previsto l'introduzione di un apposito corrispettivo a maggiorazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 per la copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica;

- con la lettera 14 dicembre 2009 Terna ha comunicato all'Autorità l'ammontare residuo degli oneri derivanti alla stessa Terna dalla adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere per gli anni passati nonché l'ammontare previsionale dei nuovi oneri relativi all'adesione al meccanismo previsto per l'anno 2010;
- con la deliberazione ARG/elt 179/09 l'Autorità ha disposto che l'eventuale differenza maturata in capo a Terna tra i proventi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per l'interconnessione virtuale e gli oneri derivanti dai contratti stipulati con gli shipper sia conguagliata attraverso il corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06;
- con la deliberazione ARG/elt 194/09 l'Autorità ha inoltre disposto che i proventi derivanti a Terna dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero siano posti a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06, al fine di garantire la copertura dei costi sostenuti per garantire la medesima capacità di interconnessione;
- con l'intento di permettere agli operatori di acquisire una sufficiente competenza in materia di previsione di carico, l'Autorità ha disposto un'applicazione graduale della disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06, introducendo una soglia – di valore decrescente nei diversi anni di applicazione - al di sotto della quale gli sbilanciamenti effettivi delle unità di consumo sono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- l'Autorità, con il documento per la consultazione DCO 27/09 ha inteso raccogliere le osservazioni degli operatori interessati in merito alla possibilità di suddividere le unità di consumo in unità relative a punti di prelievo trattati orari e unità relative a punti di prelievo non trattati orari ai sensi del TIS, al fine di permettere una applicazione distinta dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo alle diverse tipologie di unità e consentire una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di unità orarie;
- la grande maggioranza degli operatori che hanno inviato delle risposte al documento per la consultazione di cui al precedente alinea hanno evidenziato il perdurare di difficoltà nella previsione dei prelievi delle proprie unità di consumo, indipendentemente dal trattamento, orario o non orario, previsto dal TIS.

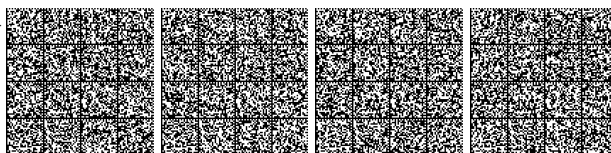
Considerato inoltre che:

- il TIS disciplina che nel caso in cui l'impresa distributrice di riferimento non comunichi a Terna, o comunichi in ritardo rispetto al termine stabilito dal TIS del sest'ultimo giorno lavorativo del mese n, i valori del CRPU relativi al mese successivo n + 1, Terna stessa assuma come riferimento, per il mese successivo n + 1, i valori dei CRPU comunicati dall'impresa distributrice di riferimento il mese precedete n – 1;
- la medesima condizione potrebbe reiterarsi anche nei mesi successivi, ampliando progressivamente lo scostamento fra la quota convenzionale del prelievo residuo d'area attribuita ad un utente del dispacciamento e la reale quota di energia prelevata dai punti non trattati orari ricompresi in tale contratto di dispacciamento;

- la situazione di cui al precedente alinea è comunque non vantaggiosa per le posizioni economiche degli utenti del dispacciamento nonostante il previsto conguaglio annuale della metodologia load profiling di cui al Titolo IV del TIS, volto specificatamente alla riconciliazione economica dell'energia effettivamente prelevata dagli utenti del dispacciamento e quella a loro convenzionalmente assegnata nella fase ex-ante.

Considerato infine che:

- il combinato disposto degli articoli 8 e 8bis della deliberazione n. 292/06 stabilisce che per tutti i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW entro il 30 giugno 2009 deve essere stato messo in servizio il misuratore elettronico;
- l'articolo 3, comma 3.1, del TIS stabilisce che tutti i punti di immissione e prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché tutti i punti di immissione e prelievo in bassa tensione con potenza disponibile sul punto superiore a 55 kW, non corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica e con misuratore elettronico messo in servizio, siano trattati esclusivamente su base oraria; tale previsione, con particolare riferimento ai punti di immissione in bassa tensione, era già stabilita all'articolo 3, comma 3.2, lettera a), della deliberazione ARG/elt 178/08;
- l'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione ARG/elt 178/08 stabilisce che fino al 31 dicembre 2009 il trattamento delle immissioni di energia elettrica in punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile superiore a 55 kW, in deroga alle disposizioni di cui al comma 3.2, lettera a), sia secondo un profilo di immissione costante per tutte le ore che compongono ciascuna fascia oraria calcolato a partire dai dati rilevati per fascia oraria;
- con lettera del 4 dicembre 2009 la Direzione Mercati dell'Autorità ha richiesto ad Enel e a FederUtility informazioni inerenti lo stato di attuazione delle attività propedeutiche all'avvio, a partire dal 1 gennaio 2010, della rilevazione e del conseguente trattamento orario, ai fini delle immissioni di energia elettrica in rete, delle misure nei punti di connessione a tensione nominale fino a 1 kV con potenza disponibile sul punto di connessione superiore a 55 kW;
- con lettere del 15 dicembre 2009, in risposta alla lettera di cui al precedente alinea, sia Enel che FederUtility hanno evidenziato la necessità di prorogare fino al 1 luglio 2010 il periodo transitorio previsto dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione ARG/elt 178/08 al fine di permettere il completamento e il collaudo dei sistemi informativi necessari a rendere pienamente operativa la rilevazione e il trattamento delle immissioni secondo quanto disposto ai commi 3.2, lettera a) della deliberazione ARG/elt 178/08, e 3.1 del TIS.

Ritenuto necessario:

- prorogare per il 2010 alcune disposizioni transitorie del TIS in merito ai criteri di determinazione del PRA e degli aggregati orari di ciascun utente del dispacciamento, in caso di mancata trasmissione dei medesimi da parte delle imprese distributrici a Terna, inizialmente previste per l'anno 2009, in attesa che siano definiti i parametri operativi alla base dell'incentivazione

dell'aggregazione delle misure delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica e le relative modalità di erogazione di premi e penalità.

Ritenuto opportuno:

- adeguare per l'anno 2010 il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere perseguendo la riduzione dell'ammontare degli oneri complessivi in capo a Terna;
- modificare la deliberazione n. 111/06 al fine di consentire la pubblicazione da parte di Terna dei principali contributi che concorrono alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della medesima deliberazione;
- anche alla luce delle risposte pervenute al documento per la consultazione DCO 27/09, proseguire il processo di graduale avvicinamento alla disciplina di regime prevista per gli sbilanciamenti effettivi di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06, disponendo anche per l'anno 2010, una soglia al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengano valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- fissare la soglia di cui al precedente alinea pari all'1% del programma vincolante modificato di prelievo;
- confermare anche per l'anno 2010 le tempistiche di calcolo e fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento adottate per l'anno 2009;
- che, in riferimento alla mancata trasmissione dei CRPU nei tempi previsti dal TIS da parte delle imprese distributrici di riferimento a Terna entro il sest'ultimo giorno del mese precedente, Terna stessa determini e comunichi a ciascun utente del dispacciamento i CRPU utilizzando i dati più aggiornati di cui dispone, mantenendo evidenza nella relazione mensile all'Autorità di cui al comma 39.4 del TIS dell'eventuale mancato rispetto del termine di comunicazione da parte dell'impresa distributrice;
- procedere alla rettifica degli errori materiali riscontrati nell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 107/09 (TIS) approvato con la medesima deliberazione;
- prorogare fino al 30 giugno 2010, il periodo transitorio previsto dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione ARG/elt 178/08, fermo restando quanto previsto per i punti di prelievo dalla deliberazione 292/06 e dal TIS

DELIBERA

1. di modificare, a decorrere dall'1 gennaio 2010, l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, nei termini di seguito indicati:
   a. all'articolo 44, comma 44.1, dopo la lettera h) sono inserite le seguenti lettere i) ed l):
      "i) il saldo tra proventi e oneri maturato da Terna nel trimestre precedente per lo svolgimento delle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero
      l) il saldo tra proventi ed oneri maturato da Terna nel trimestre precedente per garantire il servizio di interconnessione virtuale di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09"

b. all'articolo 44, comma 44.6, lettera a) dopo le parole: "lettere da a) a c)" sono inserite le seguenti: "e da e) a l)";
c. l'articolo 69 è soppresso;
d. l'articolo 70 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 70**
Disposizioni relative all'anno 2010

70.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2010.

70.2 La qualifica di operatore di mercato qualificato è riconosciuta di diritto al Gestore del mercato elettrico.

70.3 Terna tiene separata evidenza contabile degli oneri e dei proventi derivanti dall'applicazione delle previsioni di cui al presente provvedimento;

70.4 Terna in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può presentare offerte di acquisto e vendita sul mercato del giorno prima, dandone tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico ed alla Direzione Mercati dell'Autorità.

70.5 I proventi e gli oneri connessi alle offerte di acquisto e alle offerte di vendita presentate da Terna ai sensi del comma 70.4 concorrono alla determinazione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44.

70.6 Il corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44, comma 44.3 è maggiorato di un corrispettivo – ITC - a copertura degli oneri derivanti a Terna dall'adesione ai meccanismi di compensazione dei costi correlati ai transiti di energia elettrica su reti elettriche estere derivanti dagli scambi transfrontalieri di energia elettrica pari a 0,014 c€/kWh.

70.7 Per le unità di produzione termoelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al valor medio della fascia di tolleranza determinata da Terna ai fini del controllo delle offerte presentate nel sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica di cui al Titolo II dell'Allegato A della deliberazione n. 67/03.

70.8 Per le unità di produzione idroelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 64, comma 64.6, è pari a zero.

70.9 Per le unità di pompaggio, il costo variabile riconosciuto di cui all'articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al prodotto tra:
a) prezzo medio di valorizzazione nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio; e
b) un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel medesimo mese.";

e. l'articolo 72 è sostituito dal seguente:

"Articolo 72

Quantificazione e liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2010

72.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2010.

72.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, i corrispettivi di cui al precedente articolo 40 si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede l'1% del programma vincolante modificato di prelievo relativo al punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b).

72.3 L'utente del dispacciamento, il Gestore del mercato elettrico e gli operatori di mercato pagano o ricevono i corrispettivi di cui all'articolo 38 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina per la regolazione dei pagamenti sul mercato elettrico.

72.4 Terna calcola i saldi di cui al comma 44.1 lettere a) e b) e i proventi di cui al comma 44.1 lettera d) con riferimento al secondo, terzo e quarto mese precedente e calcola il saldo di cui al comma 44.1 lettera c) con riferimento al terzo, quarto e quinto mese precedente.";

2. di apportare le seguenti modifiche e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 107/09:
   a. all'articolo 15, comma 15.2, la parola "unitario" è eliminata;
   b. all'articolo 37, comma 37.1, lettera b) la parola "complessivamente" è eliminata;
   c. all'articolo 39, comma 39.2, la parola "lavorativo" è eliminata;
   d. all'articolo 42, comma 42.4, lettera c) le parole "utilizza i CRPU comunicati il mese precedente" sono sostituite dalle parole "utilizza gli ultimi CRPU comunicatile dall'impresa distributrice";
   e. all'artico 43, comma 43.2, le parole "Decorso il termine di cui al comma 43.1 lettera a)" sono sostituite con le parole "Decorsi i termini di cui al comma 43.1 lettere a) e b)";
   f. all'articolo 69, comma 69.2, lettera a) punto ii), le parole ", lettera c)" sono eliminate;
   g. all'articolo 69, comma 69.2, lettera b) punto ii), le parole ", lettera c)" sono eliminate;
   h. all'articolo 69, comma 69.4, " le parole "di riferimento" sono sostituite con la parola "sottesa";
   i. all'articolo 71, comma 71.3, le parole "Terna riporta nella relazione trasmessa mensilmente all'Autorità ai sensi del comma 39.4" sono sostituite con le seguenti parole "Con riferimento ai due mesi rilevanti ai fini delle sessioni di conguaglio SEM1 e SEM2, Terna, nella relazione trasmessa mensilmente all'Autorità ai sensi del comma 39.4, riporta";

j. L'articolo 79 del TIS è sostituito dal seguente:

"**Articolo 79**

Disposizioni transitorie per l'anno 2010

79.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2010.

79.2 Terna determina l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante di cui all'Articolo 5 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

79.3 L'utente del dispacciamento paga o riceve i corrispettivi di cui ai commi 15.1, 15.2 e 22.2 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina del mercato.

79.4 Terna calcola i corrispettivi proporzionali all'energia prelevata di cui all'Articolo 24 entro il giorno 15 del secondo mese successivo a quello di competenza.

79.5 Terna paga il corrispettivo di aggregazione delle misure di cui al comma 15.3 entro il penultimo giorno del terzo mese successivo a quello di competenza.

79.6 I criteri di cui ai commi 42.1, lettera a) e 42.4, lettera a) sono sospesi.

79.7 Fino al 30 giugno 2010 il trattamento delle immissioni di energia elettrica in punti di connessione in bassa tensione, con potenza disponibile superiore a 55 kW, in deroga alle disposizioni di cui al comma 3.1, è secondo un profilo di immissione costante per tutte le ore che compongono ciascuna fascia oraria calcolato a partire dai dati rilevati per fascia oraria.";

3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore con decorrenza dall'1 gennaio 2010;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 risultante dalle modifiche di cui al punto 1 del presente provvedimento;
5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione dell'Allegato A alla deliberazione n. 107/09 risultante dalle modifiche di cui al punto 2 del presente provvedimento.

Milano, 29 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

10A01384

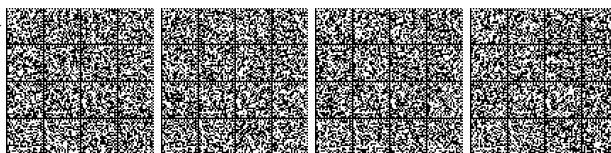
DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Verifica del conseguimento degli obiettivi aggiornati di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell'anno 2008 e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di erogazione del contributo tariffario ai distributori risultati totalmente o parzialmente adempienti. (Deliberazione n. EEN 24/09).

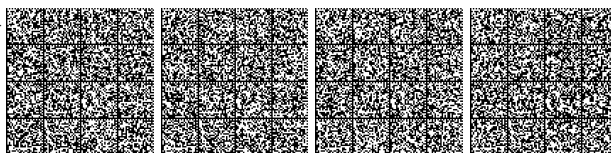
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164";
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004" (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03, e sue successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 293/06;
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 come modificata e integrata dalla deliberazione 11 febbraio 2009, EEN 1/09 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06 come modificata e integrata dalla deliberazione 11 febbraio 2009, EEN 1/09 (di seguito deliberazione n. 98/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 345/07 (di seguito: deliberazione n. 345/07);
- la deliberazione dell'Autorità 26 febbraio 2008, EEN 1/08, come successivamente modificata e integrata dalla deliberazione 7 luglio 2008, EEN 8/08;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2009, EEN 36/08, come successivamente modificata e integrata dalla deliberazione 11 febbraio 2009, EEN 1/09;
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico datata 19 maggio 2008 (prot. Autorità n. 014500 del 20 maggio 2008);
- le comunicazioni di cui all'articolo 4, comma 5, della deliberazione n. 98/06 inviate dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ai distributori obbligati nell'anno 2007;
- le comunicazioni di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 98/06, inviate dai distributori obbligati nell'anno 2008 alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità;

- i solleciti inviati dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ai distributori obbligati inadempienti all'obbligo di comunicazione di cui al precedente alinea;
- la comunicazione di cui all'articolo 4, comma 2, della deliberazione n. 98/06, inviata dalla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità alla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. in data 16 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 74322 di pari data) ai fini di completare quanto previsto dall'articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
- la comunicazione di cui all'articolo 4, comma 4, della deliberazione n. 98/06, inviata alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. in data 21 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 075083 di pari data).

Considerato che:

- l'articolo 1, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 specifica la natura giuridica degli obblighi di risparmio di energia primaria posti a carico dei distributori obbligati;
- in data 16 dicembre 2009 la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ha inviato alla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. la citata comunicazione prot. Autorità n. 74322, ai fini di verificare quanto previsto dall'articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, ossia che ciascun distributore obbligato possedesse titoli di efficienza energetica corrispondenti al proprio obbligo aggiornato di risparmio energetico per l'anno 2008;
- la comunicazione della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. in data 21 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 075083 di pari data) ha consentito di completare le verifiche previste dall'articolo 5, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e, dunque, di individuare i distributori totalmente o parzialmente adempienti nonché i distributori totalmente inadempienti agli obblighi aggiornati di risparmio energetico per l'anno 2008;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 345/07, l'entità del contributo tariffario unitario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento dell'obiettivo di risparmio di energia primaria posto a loro carico per l'anno 2008 è pari a 100,00 euro per tonnellata equivalente di petrolio (di seguito: tep) risparmiata;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 1, della deliberazione n. 219/04, a partire dall'anno d'obbligo 2008 il contributo tariffario unitario di cui al precedente alinea viene erogato per ogni titolo di tipo I, di tipo II e di tipo III consegnato dal distributore obbligato, fino all'occorrenza dell'obiettivo specifico aggiornato in capo al medesimo distributore;
- ai sensi dell'articolo 5, comma 2, della deliberazione n. 219/04 l'erogazione del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato viene effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico su specifica richiesta dell'Autorità.

Ritenuto che sia necessario:

- dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di provvedere, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, al pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato per il conseguimento degli obiettivi aggiornati di risparmio energetico per l'anno 2008;
- chiedere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di inviare alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità, successivamente alla liquidazione di tutte le partite economiche in attuazione del presente provvedimento, un resoconto relativo ai pagamenti effettuati

DELIBERA

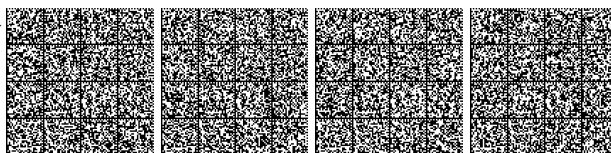
1. di individuare i distributori risultati totalmente o parzialmente adempienti agli obiettivi aggiornati di risparmio energetico per l'anno 2008, secondo quanto indicato nella prima colonna della *Tabella 1*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento e, conseguentemente, di individuare nella società A.M.Gas S.p.A. di Foggia e nella società S.I.Di.Gas S.p.A. (Società Irpina Distribuzione Gas S.p.A.) di Avellino i distributori totalmente inadempienti ai medesimi obblighi;
2. di dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di effettuare, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato risultato totalmente o parzialmente adempiente agli obiettivi aggiornati di risparmio energetico per l'anno 2008, secondo quanto indicato nella *Tabella 1*;
3. di richiedere alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico di inviare alla Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità un resoconto relativo ai pagamenti effettuati, entro 30 giorni dalla liquidazione di tutte le partite economiche in attuazione del presente provvedimento;
4. di notificare il presente provvedimento alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico mediante raccomandata con avviso di ricevimento;
5. di conferire mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità per i seguiti di competenza ed in particolare per l'attuazione di quanto disposto dalla deliberazione n. 98/06 e dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
6. di conferire mandato al Direttore della Direzione Legislativo e Legale dell'Autorità per i seguiti di competenza in relazione ai distributori obbligati risultati totalmente inadempienti agli obiettivi aggiornati di risparmio energetico per l'anno 2008;
7. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella 1

Distributore	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore elettrico[1] (euro)	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore gas naturale[2] (euro)
A.M.GAS S.p.a., Bari	191.100	180.000
A.S.A. Azienda Servizi Ambientali S.p.a., Livorno	142.700	202.700
A2A Reti Elettriche S.p.a., Brescia	4.840.200	582.300
A2A Reti Gas S.p.a., Brescia	3.550.000	2.251.000
ACAM Gas S.p.a., La Spezia	107.200	128.100
ACEA Distribuzione S.p.a, Roma	4.913.100	-
Acegas-Aps S.p.a, Trieste	1.700.900	376.800
ACSM-AGAM S.p.a., Monza	1.040.300	24.300
AEM Torino Distribuzione S.p.a., Torino	1.509.400	-
Aemme Linea Distribuzione S.r.l., Legnano (MI)	386.600	378.300
AGSM Distribuzione S.r.l., Verona	193.700	1.299.100
AIM Servizi a Rete S.p.a., Vicenza	436.800	414.100
AMG Energia S.p.a., Palermo	122.900	209.200
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine	365.000	248.000
Arcalgas Progetti S.p.a., Milano	794.000	977.700
AS Retigas S.r.l., Mirandola (MO)	638.000	218.200
Ascopiave S.p.a., Pieve di Soligo (TV)	1.395.400	1.395.500
ASM Terni S.p.a., Terni	149.000	6.800
Azienda Energetica S.p.a., Bolzano	492.600	-
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.a., Torino	1.847.600	600.700
Azienda Multiservizi Casalese S.p.a., Casale Monferrato (AL)	143.700	11.500
Azienda Multiservizi Valenzana S.p.a., Valenza (AL)	17.900	83.300
Azienda Multiutility Acqua Gas S.p.a., Alessandria	187.500	89.000
COINGAS S.p.a., Arezzo	536.100	184.400
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas S.p.a., Napoli	1.346.900	609.000
Consiag Reti S.r.l., Prato	795.600	346.400
Deval S.p.a., Aosta	246.700	12.900
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (TO)	-	146.700
Dolomiti Energia S.p.a., Rovereto (TN)	795.000	149.000
E.On Rete Laghi S.r.l., Verbania	948.100	20.700
E.ON Rete Mediterranea S.r.l., S. Giuseppe di Comacchio (FE)	679.200	14.500

[1] Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.
[2] Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Distributore	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore elettrico[3] (euro)	Da erogarsi a valere sul conto efficienza energetica nel settore gas naturale[4] (euro)
E.ON Rete Orobica, Bergamo	577.300	67.500
E.ON Rete Padana S.r.l., Cremona	1.301.700	34.100
E.ON Rete Triveneto S.r.l., Mira (VE)	407.600	311.900
Edison D.G. S.p.a., Selvazzano Dentro (PD)	572.100	430.700
Enel Distribuzione S.p.a., Roma	78.163.600	15.451.100
Enel Rete Gas S.p.a., Milano	7.200.400	5.472.100
Enìa S.p.a., Parma	2.864.500	1.040.900
Erogasmet S.p.a., Roncedelle (BS)	407.200	184.100
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.a., Crema (CR)	260.000	807.600
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.a., Acquaviva delle Fonti (BA)	309.000	335.100
Gas Plus Reti S.r.l., Milano	306.200	216.500
Gelsia Reti S.r.l., Seregno (MI)	993.900	15.500
Genova Reti Gas S.p.a., Genova	676.100	617.000
GESAM S.p.a., Lucca	-	541.800
Hera S.p.a, Bologna	6.170.700	2.827.700
Intesa S.p.a., Siena	90.300	55.600
IRIS Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.a., Gorizia	199.500	291.200
Italcogim Reti S.p.a., Milano	1.242.600	1.301.200
Lario Reti Holding S.p.a., Lecco	503.000	-
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi	355.200	143.600
Mediterranea Energia Soc. Cons. a r.l., Forlì	-	195.400
Molteni S.p.a., Roncadelle (BS)	406.700	104.400
Multiservizi S.p.a., Ancona	54.000	100.800
Nuovenergie Distribuzione S.r.l., Milano	261.500	27.100
Pasubio Group S.r.l., Schio (VI)	70.000	53.800
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara	60.000	93.900
PrealpiGas S.r.l., Busto Arsizio (VA)	261.200	200.000
S.I.Me. Società Impianti Metano S.p.a., Crema (CR)	361.700	38.000
Salerno Energia Distribuzione S.p.a., Salerno	50.000	102.100
SET Distribuzione S.p.a., Rovereto (TN)	728.400	-
SGR Reti S.p.a., Rimini	414.700	710.000
Società Italiana per il Gas per Azioni, Torino	20.006.700	4.500.000
Toscana Energia S.p.a., Firenze	2.146.600	1.500.300
Unigas Distribuzione S.r.l., Orio al Serio (BG)	-	512.800

[3] Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica.
[4] Fondo per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

10A01385

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2010 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007. (Deliberazione n. EEN 25/09).

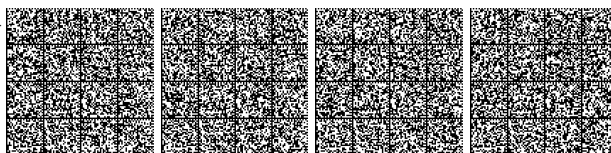
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/05);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: d.P.R. n. 445/00);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "*Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*" e il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "*Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*" (di seguito: decreti ministeriali 20 luglio 2004);
- il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007 di revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115/08 (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 settembre 2004 n. 168/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/04);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 344/07, come modificata e integrata dalla deliberazione 1 settembre 2009, EEN 13/09 (di seguito: deliberazione n. 344/07);
- la deliberazione dell'Autorità 23 giugno 2008, GOP 35/08 (di seguito: deliberazione GOP 35/08).

Considerato che:

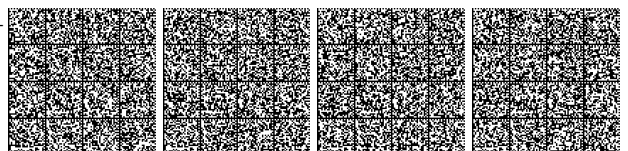
- l'articolo 2, comma 3, lettera f), del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa l'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica obbligati nell'anno 2010 pari a 2,4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (di seguito: tep);

- l'articolo 2, comma 4, lettera f), del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 fissa l'obiettivo quantitativo nazionale di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale obbligati nell'anno 2010 pari a 1,9 milioni di tep;
- l'articolo 1, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che, per ciascuno degli anni successivi al 2007 e fino all'emanazione del decreto ministeriale di cui al comma 5 del medesimo articolo, sono soggetti agli obblighi di cui al medesimo decreto i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi almeno 50.000 clienti finali alla propria rete di distribuzione (di seguito: distributori obbligati);
- l'articolo 1, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 specifica la natura giuridica degli obblighi di cui ai precedenti alinea;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all'articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascun distributore di energia elettrica obbligato, è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica distribuita dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete, e da esso autocertificata, e l'energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale dai soggetti di cui all'articolo 1, comma 1, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall'Autorità, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso;
- l'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all'articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascun distributore di gas naturale obbligato, è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla sua rete, e da esso autocertificata, e la quantità di gas naturale distribuita sul territorio nazionale da soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall'Autorità, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso ed espresse in GJ;
- le autocertificazioni di cui ai precedenti alinea, sulla base delle quali l'Autorità svolge le funzioni sopra indicate, sono le dichiarazioni sostitutive di cui al d.P.R. n. 445/00;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 l'eventuale quantità di titoli, di cui al comma 6 dello stesso articolo che eccedono la soglia del 5% dell'obiettivo nazionale per l'anno 2008, può essere ripartita sugli obiettivi nazionali per gli anni successivi;
- l'articolo 7, comma 4, del decreto legislativo n. 115/08 prevede che l'Autorità, tra l'altro, verifica il rispetto delle regole e il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico da parte dei soggetti obbligati ai sensi del comma 1 del medesimo articolo;
- l'articolo 7, comma 2, del decreto legislativo n. 115/08, prevede che nelle more dell'adozione dei provvedimenti di cui al comma 1, nonché di quelli di cui all'articolo 4, comma 3, si applicano i provvedimenti normativi e regolatori emanati in attuazione dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo n. 164/00;

- ai fini della determinazione degli obiettivi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati ai sensi delle disposizioni normative sopra richiamate, l'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 344/07 prevede l'obbligo per i distributori di energia elettrica ed i distributori di gas naturale che abbiano avuto almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti ciascun anno d'obbligo, di trasmettere all'Autorità una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del d.P.R. n. 445/00, sottoscritta dal proprio legale rappresentante, recante il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla medesima data e la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nello stesso anno;
- la citata deliberazione n. 344/07 ha disposto che per la trasmissione della dichiarazione sostitutiva di cui al precedente alinea i suddetti distributori utilizzino in via esclusiva il sistema *web-based* accessibile attraverso il protocollo di comunicazione di cui alla deliberazione GOP 35/08;
- la deliberazione EEN 13/09 ha prorogato al 31 ottobre 2009 il termine per la trasmissione della dichiarazione sostitutiva di cui al precedente alinea che è necessaria per la determinazione degli obiettivi per l'anno 2010;
- fatto salvo quanto rilevato al successivo alinea, sulla base dei dati raccolti con le dichiarazioni sostitutive ricevute in attuazione di quanto sopra l'Autorità ha:
  a. identificato i distributori di energia elettrica e di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2008 e che sono, dunque, soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno 2010;
  b. raccolto i dati relativi all'energia elettrica e al gas naturale distribuiti nell'anno 2008 dai distributori di cui alla precedente lettera a.;
- il confronto tra le dichiarazioni sostitutive ricevute ai sensi di quanto sopra e i distributori soggetti agli obblighi di risparmio energetico di cui al decreto ministeriale 21 dicembre 2007 negli anni 2008 e 2009, ha evidenziato che un distributore obbligato in entrambe i suddetti anni non aveva adempiuto all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 344/07 entro il termine del 31 ottobre 2009 fissato dalla deliberazione EEN 13/09;
- alla luce di quanto sopra, la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità (di seguito: DCQS) ha inviato alla società S.I.DI.Gas S.p.a. di Avellino (di seguito: SI.I.DI.Gas) due solleciti, rispettivamente in data 20 novembre 2009 (prot. Autorità n. 69177 di pari data) e in data 3 dicembre 2009 (prot. Autorità n. 71954 di pari data), in via eccezionale ed in considerazione del recente avvio del nuovo sistema esclusivo di raccolta di tali dati disposto dalla deliberazione EEN 13/09;
- nonostante i solleciti di cui sopra non abbiano avuto risposta, da dati inviati dalle imprese di distribuzione di gas naturale in attuazione degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 32, comma 2, lettera a), della deliberazione n. 168/04, risulta che la società S.I.DI.Gas:
  a. serviva almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2008;
  b. è dunque distributore obbligato nell'anno 2010;

c. avrebbe conseguentemente dovuto adempiere all'obbligo di comunicazione di cui alla deliberazione n. 344/07;

- ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, la quantità di gas naturale distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2008 che l'Autorità deve determinare e comunicare ai fini della determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell'anno 2010, è riferita a tutti i distributori obbligati e deve pertanto includere anche la quantità di gas naturale distribuita da S.I.DI.Gas;
- ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, la quantità di gas naturale distribuita dai singoli distributori obbligati ai clienti finali connessi alla propria rete al 31 dicembre 2008, che deve essere utilizzata per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell'anno 2010, deve essere autocertificata dagli stessi distributori obbligati;
- pur in assenza dell'autocertificazione prevista dall'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, i dati ricevuti dall'Autorità in attuazione degli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 32, comma 5, lettera c), della deliberazione n. 168/04 consentono di conoscere la quantità di gas naturale che la società S.I.DI.Gas ha immesso negli impianti di distribuzione nell'anno 2008.

Ritenuto che:

- sia necessario determinare la quota degli obiettivi nazionali di risparmio energetico per l'anno 2010 di cui all'articolo 2, comma 3, lettera f) e all'articolo 2, comma 4, lettera f), del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 che deve essere conseguita, rispettivamente, dai singoli distributori di energia elettrica e di gas naturale che, ai sensi dell'articolo 1 del medesimo decreto, sono soggetti agli obblighi;
- in considerazione degli impatti di sistema del meccanismo di ripartizione dei suddetti obiettivi nazionali definito dall'articolo 3, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, l'assenza dell'autocertificazione inerente la quantità di gas naturale distribuito da S.I.DI.Gas ai clienti finali connessi alla propria rete nell'anno 2008 non debba penalizzare gli altri distributori obbligati nell'anno 2010;
- la differenza tra la definizione della quantità di gas naturale comunicata dai distributori ai sensi della deliberazione n. 168/04 e la definizione della quantità di gas naturale distribuito adottata dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 sia di basso rilievo rispetto all'impatto potenziale sul sistema che deriverebbe dall'esclusione di S.I.DI.Gas dall'ambito di applicazione del presente provvedimento;
- sia conseguentemente opportuno determinare la quota dell'obiettivo quantitativo nazionale per l'anno 2010 di cui all'articolo 2, comma 4, lettera f), del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, che deve essere conseguita dai singoli distributori di gas naturale soggetti agli obblighi di cui al medesimo decreto, utilizzando anche i dati che sono stati comunicati dalla società S.I.DI.Gas in ottemperanza agli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 32, comma 5, lettera c), della deliberazione n. 168/04.

DELIBERA

1. Di approvare il seguente provvedimento:

***Articolo* 1**
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati ed integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, le definizioni di cui alla deliberazione 28 dicembre 2007, n. 344/07 e, inoltre, la seguente:
- distributori obbligati nell'anno 2010 sono i distributori di energia elettrica o di gas naturale che avevano almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2008.

***Articolo* 2**
Comunicazione delle quantità di energia elettrica e di gas naturale complessivamente distribuite sul territorio nazionale nell'anno 2008 dai distributori obbligati nell'anno 2010

2.1 La quantità di energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2008 dai distributori di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 1, è pari a 272.377 GWh.

2.2 La quantità di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2008 dai distributori di gas naturale di cui all'articolo 1, comma 1, è pari a 1.135.097.261 GJ.

***Articolo* 3**
Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori obbligati nell'anno 2010

3.1 Gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 1, arrotondati all'unità con criterio commerciale, sono determinati nella *Tabella A* allegata al presente provvedimento.

3.2 Gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei distributori di gas naturale di cui all'articolo 1, comma 1, arrotondati all'unità con criterio commerciale, sono determinati nella *Tabella B*, allegata al presente provvedimento.

***Articolo* 4**
Disposizioni finali

4.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

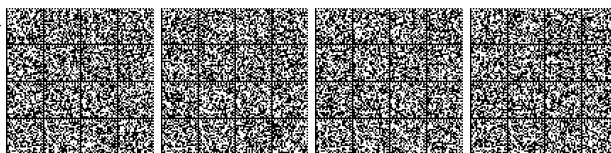
Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

Tabella A – Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico dei distributori di energia elettrica obbligati

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
A.I.M. Servizi a Rete S.p.a., Vicenza	4.207
A2A Reti Elettriche S.p.a, Milano	106.094
ACEA Distribuzione S.p.a, Roma	99.149
Acegas-Aps S.p.a, Trieste	6.977
AEM Torino Distribuzione S.p.a., Torino	28.014
AGSM Distribuzione S.p.a., Verona	11.289
ASM Terni S.p.a., Terni	3.130
Azienda Energetica Reti S.p.a., Bolzano	8.793
Deval S.p.a., Aosta	5.091
Enel Distribuzione S.p.a., Roma	2.085.134
Enìa S.p.a., Parma	8.239
Hera S.p.a, Bologna	19.946
SET Distribuzione S.p.a., Rovereto (Trento)	13.937

Tabella B – Obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico dei distributori di gas naturale obbligati

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
A.I.M. Servizi a Rete S.r.l., Vicenza	11.560
A.M.A.G. S.p.a., Alessandria	5.416
A.S.A. Azienda Servizi Ambientali S.p.a., Livorno	6.195
A2A Reti Gas S.p.a., Milano	122.263
ACAM Gas S.p.a., La Spezia	6.935
Acegas-APS S.p.a., Trieste	30.159
ACSM-AGAM S.p.a., Monza	21.284
Aemme Linea Distribuzione S.r.l., Legnano (Milano)	14.326
AGSM Distribuzione S.r.l., Verona	19.236
AMG Energia S.p.a., Palermo	5.246
AMGA Azienda Multiservizi S.p.a., Udine	14.205
AMGAS S.p.a., Foggia	2.987
Arcalgas Progetti S.p.a., Milano	34.985
AS Retigas S.r.l., Mirandola (Modena)	19.390
Ascopiave S.p.a., Pieve di Soligo (Treviso)	50.491
Azienda Energia e Servizi Torino S.p.a., Torino	43.533
Azienda Multiservizi Casalese S.p.a., Casale Monferrato (Alessandria)	2.974
Azienda Multiservizi Valenzana S.p.a., Valenza (Alessandria)	1.928
Azienda Municipale del Gas S.p.a., Bari	6.323
COINGAS S.p.a., Arezzo	13.043
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas S.p.a., Napoli	35.247
Consiag Reti S.r.l., Prato	20.847
Distribuzione Gas Naturale S.r.l., Pinerolo (Torino)	10.096
Dolomiti Energia S.p.a., Rovereto (Trento)	17.312
E.On Rete Laghi S.r.l., Verbania	19.834
E.On Rete Mediterranea S.r.l., Ferrara	12.277
E.On Rete Orobica S.r.l., Mantova	11.802
E.On Rete Padana S.r.l., Cremona	19.636
E.On Rete Triveneto S.r.l., Mira (Venezia)	12.409
Edison D.G. S.p.a., Selvazzano Dentro (Padova)	18.121
Enel Rete Gas S.p.a., Milano	231.910
Enìa S.p.a., Parma	62.168
Erogasmet S.p.a., Roncedelle (Brescia)	11.528
G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.a., Crema (Cremona)	19.838
Gasdotti Azienda Siciliana S.p.a., Palermo	3.440
Gas Natural Distribuzione Italia S.p.a., Acquaviva delle Fonti (Bari)	7.047
Gas Plus Reti S.r.l., Milano	10.720
Gelsia Reti S.r.l., Seregno (Milano)	20.667
Genova Reti Gas S.p.a., Genova	25.146
GESAM S.p.a., Lucca	9.212
HERA S.p.a., Bologna	147.872
Intesa Distribuzione S.r.l., Siena	11.760
IRIS - Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.a., Gorizia	8.871
Italcogim Reti S.p.a., Milano	48.225

	tonnellate equivalenti di petrolio (tep)
Lario Rete Holding S.p.A., Lecco	9.738
Linea Distribuzione S.r.l., Lodi	36.280
Marche Multiservizi S.p.a., Pesaro	9.864
Mediterranea Energia S.p.a., Forlì	2.811
Molteni S.p.a., Roncadelle (Brescia)	9.917
Multiservizi S.p.a., Ancona	11.961
Nuovenergie Distribuzione S.r.l., Milano	6.430
Pasubio Group S.r.l., Schio (Vicenza)	9.828
Pescara Distribuzione Gas S.r.l., Pescara	4.578
Prealpi Gas S.r.l., Busto Arsizio (Varese)	8.501
S.i.di.gas S.p.a., Avellino	5.641
S.I.Me. Società Impianti Metano S.p.a., Crema (Cremona)	8.991
Salerno Energia Distribuzione S.p.a., Salerno	2.871
SGR Reti S.p.a., Rimini	19.298
S.ME.DI.GAS S.p.a., S. Gregorio di Catania (Catania)	3.974
Società Italiana per il Gas per Azioni, Torino	436.377
TEA S.E.I. S.r.l. – Servizi Energetici Integrati, Mantova	7.657
Toscana Energia S.p.a., Firenze	67.469
Unigas Distribuzione S.r.l., Orio al Serio (Bergamo)	9.350

10A01386

DELIBERAZIONE 18 dicembre 2009.

Modificazione della pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione n. GOP 62/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 18 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, ed in particolare l'articolo 2, comma 28;
- il Regolamento del personale e ordinamento delle carriere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: l'Autorità), quale risulta a seguito della deliberazione del Collegio 26 gennaio 2009, GOP 02/09;
- il Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità approvato dal Collegio con deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2008, GOP 57/08;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 328/06, come modificata con deliberazione 13 febbraio 2007, n. 27/07, con la quale il Collegio ha definito la nuova organizzazione dell'Autorità, nominato i responsabili delle Direzioni e definito i compiti delle Unità dell'Autorità medesima;
- la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2008, n. 60/08, con la quale il Collegio ha approvato la nuova pianta organica del personale di ruolo;
- la deliberazione dell'Autorità 8 gennaio 2009, GOP 1/09 con cui il Collegio ha adottato il Piano Strategico Triennale 2009-2011;
- la deliberazione dell'Autorità 17 novembre 2009, n. 50/09, con cui il Collegio ha avviato un processo di stabilizzazione, tramite procedura selettiva, per il personale non dirigente in servizio che abbia maturato o maturerà il requisito di tre anni di servizio presso l'Autorità, in virtù di contratti a tempo determinato stipulati prima del 28 settembre 2007 (IV sessione di stabilizzazione).

Considerato che:

- la legge n. 481/1995, come modificata dalla legge n. 239/04, prevede un contingente di personale di ruolo dell'Autorità di 120 unità.

Ritenuto di:

- ridefinire la Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità al fine di tenere adultamente conto della implementazione delle funzioni e compiti ad essa affidati, degli obiettivi generali e specifici derivanti dal Piano Strategico Triennale e dei conseguenti Piani operativi annuali, nonché dei possibili esiti del processo di stabilizzazione di cui alla citata deliberazione GOP 50/09.

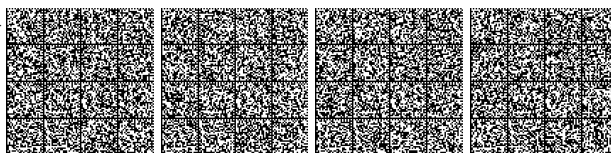
Informate le Organizzazioni Sindacali

DELIBERA

1. di approvare la Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas come definita nell'allegato alla presente deliberazione di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di dare mandato al Direttore Generale affinché la Pianta organica di cui al precedente alinea venga pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) e sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana.

Milano, 18 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

PIANTA ORGANICA DEL PERSONALE DI RUOLO
DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

(ai sensi dell'articolo 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dall'articolo 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04)

Articolo 1
Classificazione del personale

Il personale di ruolo dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas è inquadrato in quattro carriere:

1. Carriera dei dirigenti;
2. Carriera dei funzionari;
3. Carriera degli operativi;
4. Carriera degli esecutivi.

Articolo 2
Ripartizione del personale

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dall'articolo 1, comma 118, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, ed in conformità con quanto previsto dal vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità e dal vigente Regolamento del Personale e ordinamento delle carriere, il personale di ruolo è così ripartito:

CARRIERA	UNITÀ
DIRIGENTI	14
FUNZIONARI	77
OPERATIVI	29
ESECUTIVI	0
TOTALE	120

10A01387

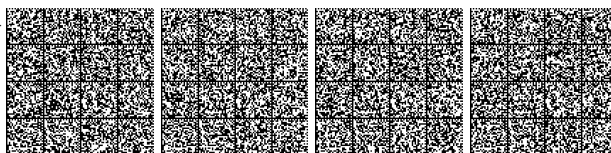
DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione n. GOP 64/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

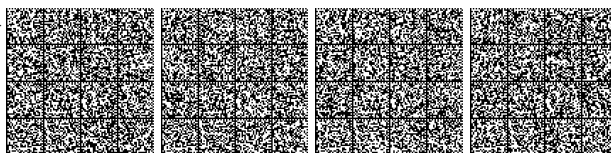
Visti:

- la legge 25 novembre 1971, n. 1041 recante "Gestioni fuori bilancio nell'ambito delle Amministrazioni dello Stato";
- il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi 6 luglio 1974, n. 34, istitutivo della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa);
- il D.P.R. 5 marzo 1986, n. 68, recante "Determinazione e composizione dei comparti di contrattazione collettiva di cui all'art. 5 della legge quadro sul pubblico impiego 29 marzo 1983, n. 93" e successive modifiche;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95, istitutiva dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità);
- la legge 6 agosto 2008, n. 133, titolata " Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 25 giugno 2008, n.112, recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria";
- il decreto del Ministro per la Pubblica Amministrazione e l'Innovazione e del Ministro per la Semplificazione Normativa del 19 novembre 2008;
- la deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2000, n. 194/00, in materia di organizzazione e funzionamento della Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2002, n. 118/02, in materia di organizzazione degli uffici, della struttura e delle qualifiche dirigenziali della Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2003, n. 131/03, recante modifiche alla organizzazione degli uffici della Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2005, n. 180/05, recante determinazioni in materia di organizzazione e funzionamento della Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità 9 febbraio 2007, n. 22, recante il nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa;
- la deliberazione dell'Autorità 18 maggio 2009, PAS 6/09, recante la trasmissione al Ministero dell'Economia e delle Finanze dello schema di nuovo regolamento per la Cassa, ai fini dell'intesa;
- la nota del Ministero dell'Economia e delle Finanze 124/VARIEM/11245, inviata all'Autorità il 31 luglio 2009
- la nota dell'Autorità 0070630, inviata al Ministero dell'Economia e delle Finanze in data 27 novembre 2009;
- la nota del Ministero dell'Economia e delle Finanze 32576, inviata all'Autorità il 18 dicembre 2009.

Considerato che:

- con la deliberazione PAS 6/09 l'Autorità ha sottoposto al Ministero dell'Economia e delle Finanze lo schema di Regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa, per l'acquisizione della necessaria intesa;
- con nota 124/VARIEM/11245 del 31 luglio 2009, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha rappresentato all'Autorità le proprie osservazioni in merito allo schema di cui al precedente alinea in particolare in merito al rapporto di lavoro del personale della Cassa;
- a seguito di successive interlocuzioni con il Ministero dell'Economia e delle Finanze ed in particolare con il Gabinetto del Ministro, con lettera 0070630, del 27 novembre 2009, l'Autorità ha comunicato allo stesso Ministero dell'Economia e delle Finanze la condivisione che il rapporto di lavoro del personale fosse soggetto alla contrattazione collettiva degli enti pubblici non economici e non, come previsto nella deliberazione PAS 6/09, alla contrattazione collettiva dei contratti di lavoro del settore elettrico;
- con nota del 18 dicembre 2009 prot. 32576 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha espresso l'intesa alle modifiche dell'articolo 9, comma 2 del regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa, indicate nella lettera dell'Autorità 0070630 del 27 novembre 2009

DELIBERA

1. di adottare, in base all'intesa di cui alla nota del 18 dicembre 2009, prot. 32576, il "Nuovo Regolamento di organizzazione e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico" allegato al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di trasmettere copia della presente deliberazione al Ministro dell'Economia e delle Finanze;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua pubblicazione;
4. di trasmettere copia del presente provvedimento alla Cassa conguaglio per il settore elettrico per i seguiti di competenza:

Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

NUOVO
REGOLAMENTO DI ORGANIZZAZIONE E FUNZIONAMENTO DELLA CASSA CONGUAGLIO PER IL SETTORE ELETTRICO

TITOLO I - FUNZIONI E ORGANI

Articolo 1
(Funzioni)

1.1 La Cassa conguaglio per il settore elettrico, di seguito denominata Cassa, esercita attività funzionali agli interessi generali curati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di seguito denominata l'Autorità, e segnatamente:
   a) attività di esazione, erogazione e controllo previste per l'amministrazione dei conti presso la stessa istituiti in attuazione delle disposizioni adottate dall'Autorità;
   b) ulteriori attività richieste dall'Autorità nel quadro della generale forma di collaborazione prevista dall'articolo 2, comma 22, della legge 14 novembre 1995, n. 481, e quale soggetto ordinamentale funzionale ai poteri ed alle attività dell'Autorità.

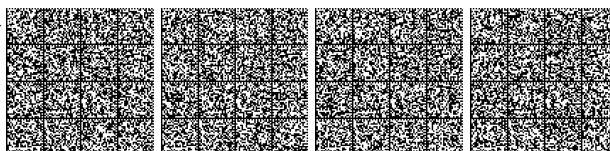
1.2 La Cassa, nell'esercizio delle attività di cui al comma precedente, può avvalersi anche di primari enti creditizi o finanziari selezionati previo confronto concorrenziale.

Articolo 2
(Organi)

2.1 Sono organi della Cassa:
- il Presidente;
- il Comitato di gestione;
- il Collegio dei revisori.

Articolo 3
(Presidente)

3.1 Il Presidente ha la legale rappresentanza della Cassa e sovrintende al suo funzionamento. Convoca e presiede il Comitato di gestione.

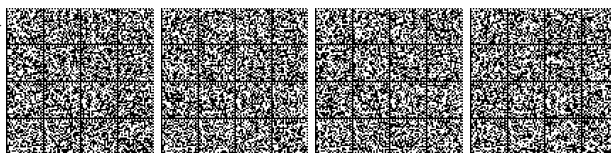
3.2 In caso di assenza, anche per cessazione della carica, o impedimento, del Presidente, le sue funzioni sono assunte temporaneamente dal componente del Comitato di gestione con maggiore anzianità nell'ufficio, ovvero, in caso di pari anzianità, dal più anziano per età.

Articolo 4
(Comitato di gestione)

4.1 Il Comitato di gestione è composto dal Presidente e da altri due componenti.
4.2 Il Comitato di gestione esercita tutte le funzioni di amministrazione della Cassa che non siano attribuite dal presente provvedimento ad altri organi. Le sedute del Comitato si svolgono di norma nella sua sede. Nel caso in cui le sedute si debbano svolgere in altra sede, o con modalità diverse, ne viene data indicazione nell'atto di convocazione.
4.3 Per la validità delle sedute del Comitato di gestione è necessaria la presenza di almeno due componenti.
4.4 Le decisioni sono adottate con il voto favorevole della maggioranza assoluta dei componenti. Nel caso in cui le sedute si svolgano con la presenza di due componenti, per l'adozione delle decisioni è richiesta l'unanimità.
4.5 Qualora si verifichino contestualmente l'assenza o l'impedimento di due componenti, i provvedimenti di competenza del Comitato di gestione non procrastinabili possono essere adottati, in via d'urgenza, dal componente operativo, salva ratifica del medesimo Comitato che è convocato per una data immediatamente successiva nella quale sussistano le condizioni per l'integrazione del quorum costitutivo e deliberativo di cui al presente articolo.

Articolo 5
(Collegio dei revisori)

5.1 Il Collegio dei revisori è composto da tre componenti effettivi e due supplenti. Il Ministro dell'economia e delle finanze nomina il Presidente del Collegio dei revisori scegliendolo tra i componenti effettivi.
5.2 I revisori esercitano le funzioni dei sindaci delle società per azioni, tra cui le funzioni di controllo contabile di cui all'art. 2409 bis del codice civile, in quanto compatibili con la particolarità dell'ordinamento e del funzionamento della Cassa. Nei limiti di tale compatibilità si applicano le disposizioni del codice civile.
5.3 I componenti del Collegio dei revisori sono scelti tra gli iscritti al Registro dei revisori contabili di cui all'articolo 1 del decreto legislativo 27 gennaio 1992, n. 88 o tra persone in possesso di specifica professionalità nel settore. Un componente effettivo ed un componente supplente sono individuati tra i dirigenti ed i funzionari del Dipartimento della Ragioneria Generale dello Stato, presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Articolo 6
(Norme comuni agli organi)

6.1 Il Presidente e i componenti degli organi collegiali della Cassa sono nominati per un triennio dall'Autorità, d'intesa con il Ministro dell'Economia e delle Finanze e sono scelti fra persone dotate di alta e riconosciuta professionalità e competenza in materia economica, giuridica, contabile o finanziaria, energetica (settori gas ed energia elettrica).
6.2 I componenti del Comitato di gestione e del Collegio dei revisori non possono intrattenere, a pena di decadenza, direttamente o indirettamente, rapporti di dipendenza, di collaborazione o di consulenza con le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, avere nelle medesime imprese interessi diretti od

indiretti, ricoprire uffici pubblici elettivi. La verifica dell'incompatibilità è rimessa alla decisione dell'Autorità.

6.3 Il Presidente, il Presidente del Collegio dei revisori e i componenti degli organi collegiali cessano dalle funzioni allo scadere del triennio, ancorché siano nominati nel corso di esso in sostituzione di altri dimissionari, decaduti dalla carica o deceduti.

6.4 Qualora cessi dalla carica il Presidente o un componente, l'Autorità, d'intesa con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, procede alla sua sostituzione. Nel caso di contemporanea vacanza di almeno due dei componenti il Comitato di gestione, l'Autorità, per assicurare lo svolgimento delle attività della Cassa, procede tempestivamente alla nomina di un Commissario e, ai sensi dell'articolo 6.1, procede alla nomina di un nuovo Comitato di gestione.

6.5 I compensi dei componenti degli organi sono stabiliti dall'Autorità d'intesa con il Ministero dell'Economia e delle Finanze.

***Articolo** 7*
(Indirizzo e vigilanza)

7.1 La Cassa esercita le proprie funzioni, nel rispetto delle deliberazioni dell'Autorità e secondo gli indirizzi generali dalla stessa disposti, con particolare riferimento agli oneri generali di sistema ed ai contenuti delle convenzioni da stipulare con gli enti creditizi o finanziari di cui al precedente articolo 1, comma 2.

7.2 Il Ministero dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con l'Autorità, approva il rendiconto annuale della Cassa, ai sensi dell'articolo 5, del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello di esercizio. A tale fine la Cassa trasmette il rendiconto annuale all'Autorità non oltre il 30 aprile dell'anno successivo a quello di esercizio.

7.3 In caso di irregolarità o di inefficienze nella gestione, l'Autorità, d'intesa con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, può disporre lo scioglimento degli organi.

TITOLO II - ORGANIZZAZIONE DEGLI UFFICI

Articolo 8
(Direttore generale)

8.1 Il Direttore generale è nominato dal Comitato di gestione, con l'approvazione dell'Autorità, per un periodo di durata non superiore a cinque anni. L'incarico può essere revocato ove venga meno il rapporto fiduciario tra il Comitato di gestione e il Direttore generale.

8.2 Il Direttore generale è preposto alla direzione e controllo delle attività degli uffici della Cassa ed esercita i poteri di spesa relativi.

8.3 Il Direttore generale predispone il bilancio di previsione ed il rendiconto consuntivo annuale e li sottopone all'approvazione del Comitato di gestione.

Articolo 9
(Uffici e personale)

9.1 Gli uffici della Cassa sono organizzati con deliberazione del Comitato di gestione, approvata dall'Autorità, nella quale vengono stabilite la struttura organizzativa, le qualifiche ed il numero delle risorse umane previste.
9.2 L'assunzione del personale avviene sulla base di procedure di selezione stabilite con deliberazione del Comitato di gestione. I rapporti di lavoro del personale sono soggetti alla contrattazione collettiva degli enti pubblici non economici.
9.3 Le determinazioni relative al piano di assunzioni e al conseguente avvio delle procedure di reclutamento sono trasmesse all'Autorità per l'approvazione.
9.4 Oltre a quanto previsto al precedente comma 9.2, per quanto necessario al fine di assicurare lo svolgimento dei compiti propri della Cassa, può essere utilizzato, in posizione di comando o distacco, personale appartenente all'Autorità per progetti afferenti alle attività di interesse della stessa, nonché personale proveniente dalle società istituite ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lett. a), di cui al DPCM 11 maggio 2004 e dell'articolo 4, comma 1, dell'articolo 5, comma 1, dell'articolo 13, comma 2, lettera e), del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
9.5 Per esigenze specifiche la Cassa può conferire incarichi, mediante contratti di diritto privato, ad esperti di provata competenza, determinando preventivamente durata, oggetto e compenso della collaborazione. La Cassa può, altresì, stipulare accordi, convenzioni, contratti con enti pubblici, nonché conferire incarichi, per lo svolgimento di attività non rientranti nelle competenze della struttura burocratica della Cassa e finalizzate all'espletamento di attività demandate o autorizzate dall'Autorità.

Articolo 10
(Codice etico)

10.1 Gli organi di cui all'articolo 2 nonché il personale dipendente a qualsiasi titolo della Cassa di cui all'articolo 8 ed all'articolo 9 sono tenuti al rispetto del Codice etico adottato dal Comitato di gestione.

TITOLO III - BILANCI E CONTABILITÀ

Articolo 11
(Bilanci)

11.1 L'Autorità, di intesa con il Ministero dell'Economia e delle Finanze, su proposta del Comitato di gestione, provvede a determinare la struttura del bilancio di previsione e del relativo rendiconto consuntivo.
11.2 Con la medesima procedura è emanato il Regolamento di contabilità generale e di controllo gestionale della Cassa e dei conti ad essa intestati.

Articolo 12
(Disposizioni transitorie)

12.1 Il Comitato di gestione, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del presente Regolamento presenta all'Autorità, per l'approvazione, una proposta relativa all'organizzazione degli uffici ed alla consistenza dell'organico.

10A01388

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2009.

Bilancio di previsione per l'esercizio 1° gennaio 2010-31 dicembre 2010 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione n. GOP 65/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e in particolare l'art. 2, comma 27;
- il vigente Regolamento di contabilità con allegato Schema dei conti, quale risulta a seguito della deliberazione del Collegio 24 aprile 2009, n. GOP/17/09;
- la deliberazione 18 dicembre 2008, n. GOP/61/08, con cui l'Autorità ha approvato il Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2009;
- le deliberazioni 17 luglio 2009, n. GOP/31/09 e 16 dicembre 2009, n. GOP/61/09 con cui l'Autorità ha approvato variazioni al proprio Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2009;

Visti inoltre:

- il Bilancio di previsione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 2010 – 31 dicembre 2010 allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*) e la relativa relazione;
- il parere del Collegio dei revisori dei conti di cui all'articolo 63, comma 2, del Regolamento di contabilità

DELIBERA

1. di approvare il Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2010 – 31 dicembre 2010 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas quale risulta dal documento allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*) di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *Internet* dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Milano, 21 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO	**25.751.351,82**	**405.000,00**	**26.156.351,82**
TITOLO I - ENTRATE CORRENTI			
Cat. I - Vendita di beni e servizi	-	-	-
Cat. II - Trasferimenti	**53.000.000,00**	**(8.000.000,00)**	**45.000.000,00**
Cap. 100 - Contributo dello Stato per il funzionamento dell'Autorità	0,00	0,00	0,00
Cap. 101 - Contributo dei soggetti esercenti il servizio di e.e. e gas	53.000.000,00	(8.000.000,00)	45.000.000,00
Cat. III - Redditi patrimoniali	**1.150.000,00**	**350.000,00**	**1.500.000,00**
Cap. 102 - Interessi attivi	1.150.000,00	350.000,00	1.500.000,00
Cat. IV - Entrate diverse	**50.000,00**	**0,00**	**50.000,00**
Cap. 103 - Contributi da istituzioni e organismi nazionali e internaz.	0,00	0,00	0,00
Cap. 104 - Recuperi, rimborsi e proventi diversi	50.000,00	0,00	50.000,00
TOTALE TITOLO I - ENTRATE CORRENTI	**54.200.000,00**	**(7.650.000,00)**	**46.550.000,00**
TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE	-	-	-
Cat. V - Alienazione beni patrimoniali	-	-	-
Cat. VI - Prelievo dai fondi speciali	-	-	-
TOTALE TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE	-	-	-
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**7.235.000,00**	**300.000,00**	**7.535.000,00**
Cat. VII - Partite di giro e contabilità speciali			
Cap. 105 - Recupero anticipazioni al cassiere	35.000,00	0,00	35.000,00
Cap. 106 - Ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.	7.200.000,00	300.000,00	7.500.000,00
TOTALE ENTRATE	**87.186.351,82**	**(6.945.000,00)**	**80.241.351,82**

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
TITOLO I - SPESE CORRENTI			
Cat. I - Spese per il funzionamento degli organi istituzionali	**1.252.000,00**	**1.548.000,00**	**2.800.000,00**
Cap. 110 - Compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità	990.000,00	1.260.000,00	2.250.000,00
Cap. 111 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico dell'Autorità	150.000,00	200.000,00	350.000,00
Cap. 112 - Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	112.000,00	88.000,00	200.000,00
Cat. II - Spese per il personale in attività di servizio	**24.009.500,00**	**781.322,00**	**24.790.822,00**
Cap. 115 - Stipendi, retribuzioni ed altre indennità al personale	14.950.000,00	550.000,00	15.500.000,00
Cap. 116 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico Autorità	7.750.000,00	250.000,00	8.000.000,00
Cap. 117 - Compensi per lavoro straordinario al personale	124.000,00	(14.678,00)	109.322,00
Cap. 118 - Indennità e rimborso spese di missione al personale	1.185.500,00	(4.000,00)	1.181.500,00
Cat. III - Spese per personale in quiescenza	**2.900.000,00**	**(650.000,00)**	**2.250.000,00**
Cap. 125 - Accantonamento indennità di fine rapporto	2.500.000,00	(500.000,00)	2.000.000,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
Cap. 126 - Accantonamento assegni integrativi pensioni	400.000,00	(150.000,00)	250.000,00
Cat. IV - Acquisto di beni e servizi	**17.851.600,00**	**2.393.902,16**	**20.245.502,16**
cap. 130 - Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	161.000,00	15.000,00	176.000,00
Cap. 131 - Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali	343.000,00	9.000,00	352.000,00
Cap. 132 - Canoni di locazione.	2.450.000,00	1.530.000,00	3.980.000,00
Cap. 133 - Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	600.000,00	1.000.000,00	1.600.000,00
Cap. 134 - Canoni di noleggio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, di materiale tecnico ed informatico.	520.000,00	170.000,00	690.000,00
Cap. 135 - Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	1.315.300,00	4.700,00	1.320.000,00
Cap. 136 - Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	254.600,00	(32.278,00)	222.322,00
Cap. 137 - Spese d'ufficio, di stampa, di cancelleria e di materiale informatico.	350.000,00	0,00	350.000,00
Cap. 138 - Spese per canone fornitura energia elettrica e manutenzione relativo impianto; spese per fornitura acqua e manutenzione impianto idrico; spese per riscaldamento, condizionamento d'aria dei locali e per la manutenzione del relativo impianto; spese per la manutenzione degli ascensori; spese per la pulizia dei locali, traslochi e facchinaggio; spese per tassa smaltimento rifiuti solidi urbani	785.000,00	300.000,00	1.085.000,00
Cap. 139 - Spese telefoniche, telegrafiche e postali.	550.000,00	40.000,00	590.000,00
Cap. 140 - Spese impreviste o occasionali.	0,00	0,00	0,00
Cap. 141 - Spese di rappresentanza.	50.000,00	0,00	50.000,00
Cap. 142 - Corsi di formazione e aggiorn. professionale per il personale, partecipazione alle spese per corsi indetti da Enti ed organismi vari, partecipazione a convegni e congressi, contributi formazione esterna.	578.500,00	112.500,00	691.000,00
Cap. 143 - Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	198.000,00	26.000,00	224.000,00
Cap. 144 - Vigilanza locali.	470.000,00	80.000,00	550.000,00
Cap. 145 - Premi di assicurazione assistenza sanitaria integrativa.	170.000,00	0,00	170.000,00
Cap. 146 - Premi di assicurazione diversi.	180.000,00	0,00	180.000,00
Cap. 148 - Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	150.000,00	0,00	150.000,00
Cap. 149 - Spese bancarie.	10.000,00	(9.000,00)	1.000,00
Cap. 151 - Spese per incarichi di collaborazione.	796.400,00	203.600,00	1.000.000,00
Cap. 152 - Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza.	741.100,00	149.900,00	891.000,00
Cap. 153 - Spese per fornitura lavoro temporaneo	368.500,00	0,00	368.500,00
Cap. 154 - Convenzioni, protocolli, accordi nazionali e internazionali, quote associative, contributi	2.194.000,00	(771.500,00)	1.422.500,00
Cap. 155 - Spese per servizi esterni	4.616.200,00	(434.019,84)	4.182.180,16
Cat. V - Trasferimenti	**560.000,00**	**(510.000,00)**	**50.000,00**
Cap. 159 - Rimborsi	560.000,00	(510.000,00)	50.000,00
Cat. VI - Somme non attribuibili	**30.738.251,82**	**(8.808.224,16)**	**21.930.027,66**
Cap. 160 - Fondo di riserva	30.738.251,82	(8.808.224,16)	21.930.027,66
TOTALE TITOLO I - SPESE CORRENTI	**77.311.351,82**	**(5.245.000,00)**	**72.066.351,82**
TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE			

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
Cat. VII - Costituzione di fondi	**0,00**	-	**0,00**
Cap. 170 - Accantonamento da destinarsi ai fondi di quiescenza	0,00	-	0,00
Cat. VIII - Beni mobili ed immobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche	**2.640.000,00**	**(2.000.000,00)**	**640.000,00**
Cap. 180 - Spese per l'acquisto di beni mobili, personal computer, macchine uso ufficio, attrezzature tecnico scientifiche, apparecchiature elettroniche per sistemi di rete.	600.000,00	(200.000,00)	400.000,00
Cap. 181 - Spese per l'acquisto e la rilegatura di libri e riviste professionali per la biblioteca.	90.000,00	50.000,00	140.000,00
Cap. 182 - Spese per immobili sedi di lavoro dell'Autorità	1.950.000,00	(1.850.000,00)	100.000,00
TOTALE TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE	**2.640.000,00**	**(2.000.000,00)**	**640.000,00**
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI			
Cat. IX - Partite di giro e contabilità speciali	**7.235.000,00**	**300.000,00**	**7.535.000,00**
Cap. 190 - Anticipazioni al cassiere per le piccole spese e per la corresponsione di anticipi al personale inviato in missione.	35.000,00	0,00	35.000,00
Cap. 191 - Versamento ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale	7.200.000,00	300.000,00	7.500.000,00
di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.			
TOTALE TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**7.235.000,00**	**300.000,00**	**7.535.000,00**
TOTALE SPESE	**87.186.351,82**	**(6.945.000,00)**	**80.241.351,82**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
			AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO	25.751.351,82	405.000,00	**26.156.351,82**
I			**ENTRATE CORRENTI**			
	I		**Vendita di beni e servizi**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria I	0,00	0,00	**0,00**
	II		**Trasferimenti**			
		100	Contributo dello Stato per il funzionamento dell'Autorità	0,00	0,00	**0,00**
		101	Contributo dei soggetti esercenti il servizio di energia	53.000.000,00	(8.000.000,00)	**45.000.000,00**
			Totale categoria II	53.000.000,00	(8.000.000,00)	**45.000.000,00**
	III		**Redditi patrimoniali**			
		102	Interessi attivi	1.150.000,00	350.000,00	**1.500.000,00**
			Totale categoria III	1.150.000,00	350.000,00	**1.500.000,00**
	IV		**Entrate diverse**			
		103	Contributi da istituz. e organismi nazionali e internaz.	0,00	0,00	**0,00**
		104	Recuperi, rimborsi e proventi diversi	50.000,00	0,00	**50.000,00**
			Totale categoria IV	50.000,00	0,00	**50.000,00**
			TOTALE ENTRATE CORRENTI	54.200.000,00	(7.650.000,00)	**46.550.000,00**
II			**ENTRATE IN CONTO CAPITALE**			
	V		**Alienazione di beni patrimoniali**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria V	0,00	0,00	**0,00**
	VI		**Prelievo dai fondi speciali**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria VI	0,00	0,00	**0,00**
			TOTALE ENTRATE IN CONTO CAPITALE	0,00	0,00	**0,00**
III			**PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI**			
	VII		**Partite di giro e contabilità speciali**			
		105	Recupero anticipazioni al cassiere.	35.000,00	0,00	**35.000,00**
		106	Ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali sui compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità e sugli emolumenti al personale. Ritenute di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Ritenute per conto terzi.	7.200.000,00	300.000,00	**7.500.000,00**
			Totale categoria VII	7.235.000,00	300.000,00	**7.535.000,00**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
			TOTALE PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	7.235.000,00	300.000,00	**7.535.000,00**
			TOTALE GENERALE	**87.186.351,82**	**(6.945.000,00)**	**80.241.351,82**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
I			**SPESE CORRENTI**			
			GESTIONE AMMINISTRATIVA CENTRALIZZATA			
	I		**Spese per funzionamento degli organi istituzionali**			
		110	Compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità	990.000,00	1.260.000,00	2.250.000,00
		111	Oneri previdenziali ed assistenziali a carico dell'Autorità	150.000,00	200.000,00	350.000,00
		112	Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	0,00		0,00
			Totale spese per funzionamento organi istituzionali	1.140.000,00	1.460.000,00	2.600.000,00
	II		**Personale in attività di servizio**			
		115	Stipendi, retribuzioni ed altre indennità al personale	14.950.000,00	550.000,00	15.500.000,00
		116	Oneri previdenziali ed assistenziali a carico Autorità	7.750.000,00	250.000,00	8.000.000,00
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	0,00	0,00	0,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	50.000,00	(20.000,00)	30.000,00
			Totale personale in attività di servizio	22.750.000,00	780.000,00	23.530.000,00
	III		**Personale in quiescenza**			
		125	Accantonamento indennità di fine rapporto	2.500.000,00	(500.000,00)	2.000.000,00
		126	Accantonamento assegni integrativi pensioni	400.000,00	(150.000,00)	250.000,00
			Totale personale in quiescenza	2.900.000,00	(650.000,00)	2.250.000,00
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		132	Canoni di locazione.	2.450.000,00	1.530.000,00	3.980.000,00
		133	Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	600.000,00	1.000.000,00	1.600.000,00
		134	Canoni di noleggio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, di materiale tecnico ed informatico.	520.000,00	170.000,00	690.000,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	30.000,00	(30.000,00)	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	10.000,00	0,00	10.000,00
		137	Spese d'ufficio, di stampa, di cancelleria e di materiale informatico.	350.000,00	0,00	350.000,00
		138	Spese per canone fornitura energia elettrica e manutenzione relativo impianto; spese per fornitura acqua e manutenzione impianto idrico; spese per riscaldamento, condizionamento d'aria dei locali e per la manutenzione del relativo impianto; spese per la manutenzione degli ascensori; spese per la pulizia dei locali, traslochi e facchinaggio; spese per tassa smaltimento rifiuti solidi urbani.	785.000,00	300.000,00	1.085.000,00
		139	Spese telefoniche, telegrafiche e postali.	550.000,00	40.000,00	590.000,00
		140	Spese impreviste o occasionali.	0,00		0,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00		0,00
		142	Corsi di formazione e aggiornamento professionale per il pers. partecipazione alle spese per corsi indetti da Enti ed organismi vari, partecipazione a convegni e congressi, contributi alla formazione esterna.	15.000,00	240.000,00	255.000,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	0,00	20.000,00	20.000,00
		144	Vigilanza locali.	470.000,00	80.000,00	550.000,00
		145	Premi di assicurazione assistenza sanitaria integrativa.	170.000,00	0,00	170.000,00
		146	Premi di assicurazione diversi.	180.000,00	0,00	180.000,00
		148	Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	150.000,00	0,00	150.000,00
		149	Spese bancarie.	10.000,00	(9.000,00)	1.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	100.000,00	100.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	0,00	100.000,00	100.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	300.000,00	0,00	300.000,00
		154	Convenzioni, protocolli, accordi nazionali e internazionali, quote associative, contributi	1.170.000,00	(730.000,00)	440.000,00
		155	Spese per servizi esterni	2.475.000,00	(479.175,84)	1.995.824,16
			Totale acquisto di beni e servizi	10.235.000,00	2.331.824,16	12.566.824,16
	V		**Trasferimenti**			
		159	Rimborsi	560.000,00	(510.000,00)	50.000,00
			Totale trasferimenti	560.000,00	(510.000,00)	50.000,00
	VI		**Somme non attribuibili**			
		160	Fondo di riserva	30.738.251,82	(8.808.224,16)	21.930.027,66
			Totale somme non attribuibili	30.738.251,82	(8.808.224,16)	21.930.027,66
			TOTALE GESTIONE AMMINISTRATIVA CENTRALIZZATA	**68.323.251,82**	**(5.396.400,00)**	**62.926.851,82**
			DIREZIONE GENERALE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	14.000,00	0,00	14.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	55.000,00	5.000,00	60.000,00
			Totale personale in attività di servizio Direzione generale	**69.000,00**	**5.000,00**	**74.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.000,00	0,00	1.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	10.000,00	0,00	10.000,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	33.000,00	(5.000,00)	28.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	5.000,00	0,00	5.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	30.000,00	0,00	30.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	70.000,00	0,00	70.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Direzione generale	**149.000,00**	**(5.000,00)**	**144.000,00**
			TOTALE DIREZIONE GENERALE	**218.000,00**	**0,00**	**218.000,00**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
			SEGRETARIATO GENERALE			
	I		**Spese per funzionamento degli organi istituzionali**			
		112	Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	112.000,00	88.000,00	200.000,00
			Totale spese per funzionamento organi istituzionali	**112.000,00**	**88.000,00**	**200.000,00**
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	45.000,00	(8.000,00)	37.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	295.000,00	0,00	295.000,00
			Totale personale in attività di servizio Segretariato gen.	**340.000,00**	**(8.000,00)**	**332.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	161.000,00	15.000,00	176.000,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	343.000,00	9.000,00	352.000,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	18.000,00	7.000,00	25.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	40.000,00	0,00	40.000,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	50.000,00	0,00	50.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	44.000,00	17.000,00	61.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	83.000,00	190.000,00	273.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	207.000,00	30.000,00	237.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	140.000,00	0,00	140.000,00
		155	Spese per servizi esterni	144.000,00	(32.000,00)	112.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Segretariato gen.	**1.230.000,00**	**236.000,00**	**1.466.000,00**
			TOTALE SEGRETARIATO GENERALE	**1.682.000,00**	**316.000,00**	**1.998.000,00**
			DIREZIONE PERSONALE AMMINISTRAZIONE E FINANZA			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	20.000,00	0,00	20.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	40.000,00	0,00	40.000,00
			Totale personale in attività di servizio DPAF	**60.000,00**	**0,00**	**60.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	100.000,00	(5.000,00)	95.000,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	5.000,00	(2.000,00)	3.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	382.000,00	(129.000,00)	253.000,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	40.000,00	(20.000,00)	20.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	30.000,00	0,00	30.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	100.000,00	10.000,00	110.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	90.000,00	(70.000,00)	20.000,00
		155	Spese per servizi esterni	147.000,00	7.000,00	154.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DPAF	**894.000,00**	**(209.000,00)**	**685.000,00**
			TOTALE DIR. PERSONALE AMMINISTRAZIONE E FINANZA	**954.000,00**	**(209.000,00)**	**745.000,00**
			DIREZIONE CONSUMATORI E QUALITA' DEL SERVIZIO			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	10.000,00	(4.000,00)	6.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	130.000,00	0,00	130.000,00
			Totale personale in attività di servizio DCQS	**140.000,00**	**(4.000,00)**	**136.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	4.000,00	0,00	4.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	12.500,00	0,00	12.500,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	7.000,00	0,00	7.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	100.000,00	15.000,00	115.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	0,00	0,00	0,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	404.000,00	(229.000,00)	175.000,00
		155	Spese per servizi esterni	326.000,00	374.000,00	700.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DCQS	**853.500,00**	**160.000,00**	**1.013.500,00**
			TOTALE DIR. CONSUMATORI E QUALITA' DEL SERVIZIO	**993.500,00**	**156.000,00**	**1.149.500,00**
			DIREZIONE MERCATI			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	8.000,00	(2.000,00)	6.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	225.000,00	25.000,00	250.000,00
			Totale personale in attività di servizio Direzione Mercati	**233.000,00**	**23.000,00**	**256.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	5.000,00	0,00	5.000,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	20.000,00	(5.000,00)	15.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	15.000,00	5.000,00	20.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	389.400,00	(77.400,00)	312.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	30.600,00	9.400,00	40.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	170.000,00	190.000,00	360.000,00
		155	Spese per servizi esterni	360.000,00	(150.000,00)	210.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Direzione Mercati	**990.000,00**	**(28.000,00)**	**962.000,00**
			TOTALE DIREZIONE MERCATI	**1.223.000,00**	**(5.000,00)**	**1.218.000,00**
			DIREZIONE LEGISLATIVO LEGALE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	9.000,00	0,00	9.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	65.000,00	0,00	65.000,00
			Totale personale in attività di servizio DLGL	**74.000,00**	**0,00**	**74.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.500,00	0,00	1.500,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	30.000,00	10.000,00	40.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	15.000,00	5.000,00	20.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	165.000,00	0,00	165.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	68.500,00	0,00	68.500,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	15.000,00	(15.000,00)	0,00
			Totale acquisto di beni e servizi DLGL	**295.000,00**	**0,00**	**295.000,00**
			TOTALE DIREZIONE LEGISLATIVO LEGALE	**369.000,00**	**0,00**	**369.000,00**
			DIREZIONE COMUNICAZIONE ED EVENTI			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	9.000,00	122,00	9.122,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	35.000,00	0,00	35.000,00
			Totale personale in attività di servizio Dir. Com. ed Eventi	**44.000,00**	**122,00**	**44.122,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00

Allegato A

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	1.185.300,00	39.700,00	1.225.000,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	114.500,00	(40.978,00)	73.522,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	15.000,00	0,00	15.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	60.000,00	0,00	60.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	18.000,00	(8.000,00)	10.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00		0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00		0,00
		155	Spese per servizi esterni	437.200,00	(39.844,00)	397.356,00
			Totale acquisto di beni e servizi Dir. Com. ed eventi	**1.830.000,00**	**(49.122,00)**	**1.780.878,00**
			TOTALE DIREZIONE COMUNICAZIONE ED EVENTI	**1.874.000,00**	**(49.000,00)**	**1.825.000,00**
			DIREZIONE STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	2.500,00	0,00	2.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	40.000,00	5.000,00	45.000,00
			Totale personale in attività di servizio DSSD	**42.500,00**	**5.000,00**	**47.500,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	92.500,00	3.500,00	96.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	8.000,00	3.500,00	11.500,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	0,00	2.000,00	2.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	84.000,00	36.000,00	120.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	66.500,00	13.500,00	80.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	2.000,00	500,00	2.500,00
		155	Spese per servizi esterni	244.000,00	(64.000,00)	180.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DSSD	**497.000,00**	**(5.000,00)**	**492.000,00**
			TOTALE DIR. STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE	**539.500,00**	**0,00**	**539.500,00**
			DIREZIONE TARIFFE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	4.000,00	200,00	4.200,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	120.000,00	(20.000,00)	100.000,00
			Totale personale in attività di servizio DTRF	**124.000,00**	**(19.800,00)**	**104.200,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e	0,00	0,00	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

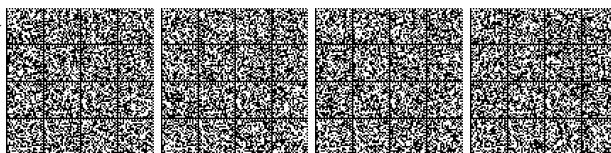
Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
			commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).			
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	600,00	200,00	800,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	10.000,00	(2.000,00)	8.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	10.000,00	(3.000,00)	7.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	110.000,00	(60.000,00)	50.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	110.000,00	(5.000,00)	105.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	63.000,00	67.000,00	130.000,00
		155	Spese per servizi esterni	285.000,00	(35.000,00)	250.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DTRF	**588.600,00**	**(37.800,00)**	**550.800,00**
			TOTALE DIREZIONE TARIFFE	**712.600,00**	**(57.600,00)**	**655.000,00**
			DIREZIONE VIGILANZA E CONTROLLO			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	2.500,00	(1.000,00)	1.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	130.500,00	1.000,00	131.500,00
			Totale personale in attività di servizio DVGC	**133.000,00**	**0,00**	**133.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	2.500,00	0,00	2.500,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	3.000,00	0,00	3.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	2.000,00	0,00	2.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	14.000,00	0,00	14.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	155.000,00	0,00	155.000,00
		155	Spese per servizi esterni	113.000,00	0,00	113.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DVGC	**289.500,00**	**0,00**	**289.500,00**
			TOTALE DIREZIONE VIGILANZA E CONTROLLO	**422.500,00**	**0,00**	**422.500,00**
			TOTALE SPESE CORRENTI	**77.311.351,82**	**(5.245.000,00)**	**72.066.351,82**
II			**SPESE IN CONTO CAPITALE**			

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

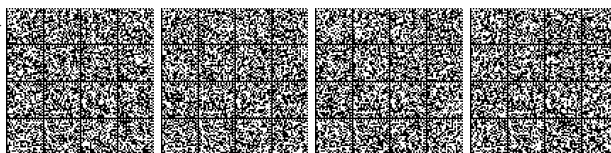
Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2009	Variazione per l'esercizio 2010	**Previsione esercizio 2010**
			GESTIONE AMMINISTRATIVA CENTRALIZZATA			
	VII		**Costituzione di fondi**			
			Totale categoria VII	0,00	0,00	0,00
	VIII		**Beni mobili ed immobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche**			
		180	Spese per l'acquisto di beni mobili, personal computer, macchine uso ufficio, attrezzature tecnico scientifiche, apparecchiature elettroniche per sistemi di rete.	600.000,00	(200.000,00)	400.000,00
			DIREZIONE STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE			
		181	Spese per l'acquisto e la rilegatura di libri e riviste professionali per la biblioteca.	90.000,00	50.000,00	140.000,00
			GESTIONE AMMINISTRATIVA CENTRALIZZATA			
		182	Spese per immobili sedi di lavoro dell'Autorità	1.950.000,00	(1.850.000,00)	100.000,00
			Totale categoria VIII	2.640.000,00	(2.000.000,00)	640.000,00
			TOTALE SPESE IN CONTO CAPITALE	**2.640.000,00**	**(2.000.000,00)**	**640.000,00**
III			**PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI**			
	IX		**Partite di giro e contabilità speciali**			
		190	Anticipazioni al cassiere per le piccole spese e per la corresponsione di anticipi al personale inviato in missione.	35.000,00	0,00	35.000,00
		191	Versamento ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.	7.200.000,00	300.000,00	7.500.000,00
			Totale categoria IX	7.235.000,00	300.000,00	7.535.000,00
			TOTALE PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**7.235.000,00**	**300.000,00**	**7.535.000,00**
			TOTALE GENERALE	**87.186.351,82**	**(6.945.000,00)**	**80.241.351,82**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

BILANCIO DI PREVISIONE PER L'ESERCIZIO 2010

TABELLA DIMOSTRATIVA DELL'AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO DELL'ESERCIZIO 2009	*Valori in euro*	Valori in euro
FONDO CASSA DISPONIBILE ALL'01/01/2009		69.320.942,64
- Residui attivi iniziali	*466.090,23*	
- Residui passivi iniziali	*(14.035.681,05)*	
- Fondo compensazione entrate	*(30.000.000,00)*	
AVANZO INIZIALE APPLICATO		25.751.351,82
- Entrate presunte accertate nell'esercizio (al lordo partite di giro)	*61.190.000,00*	
- Spese presunte impegnate nell'esercizio (al lordo partite di giro)	*(51.685.000,00)*	
AVANZO PRESUNTO		35.256.351,82
VARIAZIONE PRESUNTA DEI RESIDUI ATTIVI AL 31/12/2009		0,00
VARIAZIONE PRESUNTA DEI RESIDUI PASSIVI AL 31/12/2009		900.000,00
ACCANTONAMENTO PRESUNTO FONDO COMPENSAZIONE ENTRATE AL 31/12/2009		(10.000.000,00)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO DISPONIBILE AL 31/12/2009		**26.156.351,82**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Composizione Fondo di riserva

Riserva per maggiori spese	
Totale entrate	72.706.351,82
Partite di giro in entrata	7.535.000,00
Totale spese da impegnare	(50.776.324,16)
Partite di giro in uscita	(7.535.000,00)
Totale composizione Fondo di riserva	**21.930.027,66**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

RIEPILOGO VOCI DI SPESA

Personale e collegio	
Capitolo 110 (Retribuzioni collegio)	2.250.000,00
Capitolo 111 (Contributi collegio)	350.000,00
Capitolo 115 (Retribuzioni personale)	15.500.000,00
Capitolo 116 (Contributi personale)	8.000.000,00
Capitolo 125 (accantonamento T.F.R.)	2.000.000,00
Capitolo 126 (versamenti F.P.A.)	250.000,00
Totale personale e collegio	**28.350.000,00**

Spese generali	
Capitolo 118 (missioni GdF)	30.000,00
Capitolo 132 (affitti)	3.980.000,00
Capitolo 133 (manutenzioni varie)	1.600.000,00
Capitolo 134 (noleggi e godimento beni di terzi)	690.000,00
Capitolo 135 (inserzioni e pubblicità)	0,00
Capitolo 136 (giornali e acquisizione banche dati)	10.000,00
Capitolo 137 (spese ufficio acquisto software)	350.000,00
Capitolo 138 (energia elettrica, acqua, pulizie)	1.085.000,00
Capitolo 139 (telefoniche e postali)	590.000,00
Capitolo 140 (spese occasionali)	0,00
Capitolo 142 (aggiornamento professionale)	255.000,00
Capitolo 143 (organizzazione convegni)	20.000,00
Capitolo 144 (vigilanza locali)	550.000,00
Capitolo 145 (assicurazioni assistenza sanitaria)	170.000,00
Capitolo 148 (liti e arbitrati)	150.000,00
Capitolo 146 (assicurazioni varie)	180.000,00
Capitolo 149 (spese bancarie)	1.000,00
Capitolo 151 (spese per incarichi di collaborazione)	100.000,00
Capitolo 152 (spese per incarichi di consulenza)	100.000,00
Capitolo 153 (spese fornitura lavoro temporaneo)	300.000,00
Capitolo 154 (spese per convenzioni e protocolli)	440.000,00
Capitolo 155 (spese per servizi esterni)	1.995.824,16
Capitolo 159 (rimborso contributo)	50.000,00
Totale spese generali	**12.646.824,16**

Spese decentrate	
Capitolo 112 (missioni componenti)	200.000,00
Capitolo 117 (straordinari)	109.322,00
Capitolo 118 (missioni personale)	1.151.500,00
Capitolo 130 (collegi e comitati)	176.000,00
Capitolo 131 (esperti esterni)	352.000,00
Capitolo 135 (inserzioni e pubblicità)	1.320.000,00
Capitolo 136 (giornali e acquisizione banche dati)	212.322,00
Capitolo 141 (spese rappresentanza)	50.000,00
Capitolo 142 (aggiornamento professionale)	436.000,00
Capitolo 143 (organizzazione convegni)	204.000,00
Capitolo 151 (spese per incarichi di collaborazione)	900.000,00
Capitolo 152 (spese per incarichi di consulenza)	791.000,00
Capitolo 153 (spese fornitura lavoro temporaneo)	68.500,00
Capitolo 154 (spese per convenzioni e protocolli)	982.500,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2010 - 31 DICEMBRE 2010

Capitolo 155 (spese per servizi esterni)	2.186.356,00
Capitolo 181 (biblioteca)	140.000,00
Totale spese decentrate	9.279.500,00

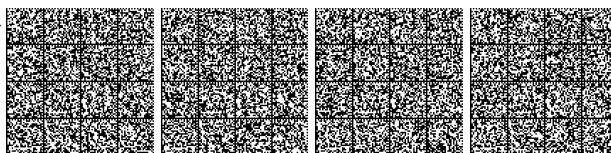
Investimenti	
Capitolo 180 (acquisto beni mobili)	400.000,00
Capitolo 182 (spese per immobili di proprietà)	100.000,00
Totale investimenti	500.000,00

Totale spese	50.776.324,16

Fondo di riserva	
Capitolo 160 (fondo di riserva)	21.930.027,66
Totale fondo di riserva	21.930.027,66

Partite di giro	
Partite di giro	7.535.000,00
Totale partite di giro	7.535.000,00

Totale generale	80.241.351,82

10A01389

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2009.

Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 1996, 1997 e 1998 che hanno esaurito i loro effetti. (Deliberazione n. GOP 69/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2009

Visti:

- l'art. 97 della Costituzione, nella parte in cui sancisce il principio generale del buon andamento ed imparzialità dell'azione amministrativa;
- la legge 7 agosto 1990, n. 241, come successivamente modificata ed integrata, recante "Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi", nella parte in cui stabilisce, in particolare, i principi di economicità, efficacia, pubblicità e trasparenza dell'azione amministrativa;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 recante "Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità";
- la legge 18 febbraio 2009, n. 9 di "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 22 dicembre 2008, n. 200, recante misure urgenti in materia di semplificazione normativa";
- la legge 18 giugno 2009, n. 69 recante **"**Disposizioni per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività nonché in materia di processo civile";
- il documento della Commissione Europea del 14 novembre 2006, titolato "Premier rapport sur la mise en oeuvre de la stratégie de semplification de l'envirronnement réglementaire";
- il documento del Senato della Repubblica, maggio 2008, titolato "La semplificazione normativa";
- la determinazione del Direttore Generale 12 febbraio 2008, n. 13/2008, recante "Istituzione di un Nucleo interdirezionale per la semplificazione della regolazione" (di seguito: Nucleo per la semplificazione);
- il programma di lavoro elaborato dal Nucleo per la semplificazione, sulla base degli indirizzi forniti dal Collegio e delle direttive del Segretario Generale, sentito il Direttore Generale;
- la deliberazione 3 luglio 2008, GOP 36/08 (di seguito: deliberazione GOP 36/08), recante "Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: prima ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 2005-2006-2007, che hanno esaurito i loro effetti";
- la deliberazione 8 gennaio 2009, GOP 1/09, recante "Adozione del Piano Strategico Triennale 2009-2011 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas", nella parte in cui, in particolare, conferma, come obiettivo strategico dell'Autorità, il miglioramento della qualità della regolazione, anche attraverso la sua semplificazione;
- la deliberazione 22 aprile 2009, GOP 16/09, recante "Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 2002, 2003, 2004, che hanno esaurito i loro effetti";
- la deliberazione 21 luglio 2009, GOP 33/09, recante "Misure per la semplificazione delle attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: ricognizione dei provvedimenti, relativi agli anni 1999, 2000, 2001 che hanno esaurito i loro effetti".

Considerato che:

- il tema generale della semplificazione amministrativa è, da qualche anno, al centro di iniziative di natura legislativa e amministrativa, a livello sia comunitario che nazionale;
- gli obiettivi di "miglior regolazione" e semplificazione degli atti normativi rientrano nell'ambito della cosiddetta "strategia di Lisbona", elaborata dal Consiglio europeo nel marzo del 2000 e sviluppata dai Consigli europei degli anni successivi;
- l'esercizio delle funzioni di regolazione da parte dell'Autorità ha comportato, nel tempo, la produzione di un corpo normativo complesso, sia attraverso la successione di discipline regolatorie innovative che in esito ad attività provvedimentali di manutenzione dell'assetto regolatorio esistente;
- tali processi hanno determinato, tra l'altro, una diversificazione qualitativa e strutturale dei provvedimenti adottati;
- in ragione di quanto sopra descritto, è emersa la necessità, anche per l'Autorità, di adottare misure volte alla semplificazione delle attività di regolazione, tra le quali la ricognizione dei provvedimenti che hanno esaurito i propri effetti. Ciò anche al fine di rendere più agevoli, ai soggetti interessati, la ricerca e la consultazione delle discipline regolatorie effettivamente vigenti;
- con deliberazioni GOP 36/08, GOP 16/09 e GOP 33/09 sono state effettuate ricognizioni dei provvedimenti, relativi agli anni 1999, 2000, 2001 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, che hanno esaurito i loro effetti.

Ritenuto opportuno:

- proseguire la ricognizione dei provvedimenti dell'Autorità che hanno esaurito i loro effetti, con specifico riferimento agli anni 1996, 1997 e 1998;
- garantire ai soggetti interessati la più ampia pubblicità di tale ulteriore ricognizione, anche attraverso specifiche misure di evidenza sul sito internet dell'Autorità

DELIBERA

1. di accertare e dichiarare che i provvedimenti dell'Autorità, di cui all' *Allegato A,* relativi agli anni 1996, 1997 e 1998 hanno esaurito i propri effetti;
2. di dare mandato al Direttore della Direzione Comunicazione di adottare misure atte a garantire la più ampia pubblicità di tale ricognizione, anche attraverso specifiche misure di evidenza sul sito internet dell'Autorità;
3. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro per la Semplificazione;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 23 dicembre 2009

Il Presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Elenco deliberazioni relative agli anni 1996, 1997 e 1998 che hanno esaurito i loro effetti

1)	Deliberazione	4 dicembre	1996	n.	04/96	*“Bilancio preventivo 11 novembre 1996-30 giugno 1997”*
2)	Deliberazione	11 dicembre	1996	n.	05/96	*“Regolamento concernente l’organizzazione e il funzionamento dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas”*
3)	Deliberazione	8 maggio	1997	n.	42/97	*“Avvio di istruttoria conoscitiva su accordo ENEL-ENI per la costituzione di società congiunta nel settore elettrico”*
4)	Deliberazione	16 maggio	1997	n.	44/97	*“Regolamento per le audizioni periodiche delle formazioni associative e le relazioni sulla soddisfazione degli utenti e sull’efficacia dei servizi”*
5)	Deliberazione	28 maggio	1997	n.	54/97	*“Esito dell’istruttoria conoscitiva sull’accordo tra ENEL ed ENI per la costituzione di una società congiunta nel settore elettrico”*
6)	Deliberazione	30 maggio	1997	n.	57/97	*“Avvio del procedimento per la formazione del provvedimento di cui all’art. 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481”*
7)	Deliberazione	30 maggio	1997	n.	58/97	*“Avvio del procedimento per la formazione del provvedimento di cui all’articolo 1, comma 2, del testo coordinato della legge 14 novembre 1996, n. 577”*
8)	Deliberazione	11 giugno	1997	n.	64/97	*“Avvio di istruttoria conoscitiva su nuovi progetti di società congiunte tra Enel e altri”*
9)	Deliberazione	11 giugno	1997	n.	65/97	*“Variazione e proroga del primo esercizio finanziario dell’Autorità al 31 dicembre 1997”*
10)	Deliberazione	26 giugno	1997	n.	71/97	*“Bilancio preventivo dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas per il periodo 11 novembre 1996-31 dicembre 1997 (variazione e proroga del bilancio preventivo 11 novembre 1996-30 giugno 1997)”*
11)	Deliberazione	26 giugno	1997	n.	72/97	*“Bilancio preventivo dell’Autorità per l'energia elettrica e il gas per l’esercizio 1 gennaio 1998-31 dicembre 1998”*
12)	Deliberazione	4 luglio	1997	n.	74/97	*“Verifica di congruità dei parametri di determinazione dell’onere termico per l’anno 1996”*
13)	Deliberazione	4 luglio	1997	n.	77/97	*“Avvio del procedimento per la formazione del provvedimento di cui alla legge 9 maggio 1997, n. 122”*
14)	Deliberazione	31 luglio	1997	n.	81/97	*“Avvio di procedimenti per la formazione di provvedimento di cui all’articolo 2, comma 12, lettere g) e h) della legge 14 novembre 1995, n. 481 in tema di qualità del servizio elettrico”*
15)	Deliberazione	31 luglio	1997	n.	87/97	*“Avvio istruttoria conoscitiva sul caso Ospedale S. Martino di Genova e Cliniche universitarie convenzionate”*
16)	Deliberazione	22 settembre	1997	n.	98/97	*“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimento in materia di prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9”*
17)	Deliberazione	22 settembre	1997	n.	99/97	*“Avvio di procedimento per la formazione del provvedimento di cui all’art. 2, comma 12, lettera f), della legge 14 novembre 1995, n. 481”*
18)	Deliberazione	5 novembre	1997	n.	122/97	*“Presentazione al Governo di proposta in materia di disciplina della cessione a soggetti terzi delle eccedenze di energia elettrica di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9”*
19)	Deliberazione	26 novembre	1997	n.	123/97	*“Integrazione della disciplina concernente il Comitato di gestione della Cassa conguaglio per il settore elettrico”*
20)	Deliberazione	2 dicembre	1997	n.	129/97	*“Segnalazione al Governo sulla proposta di direttiva europea per il mercato del gas naturale”*
21)	Deliberazione	2 dicembre	1997	n.	130/97	*“Avvio di istruttoria formale sul caso Vetreria Ballarini Sas verso Enel SpA”*
22)	Deliberazione	13 dicembre	1997	n.	133/97	*“Parere dell'Autorità al Ministero dei lavori pubblici su istanza di autorizzazione all’importazione e all'esportazione di energia elettrica presentata dall’Enel Spa”*
23)	Deliberazione	30 gennaio	1998	n.	05/98	*“Riconoscimento del contributo costi energia per l'utilizzo nelle centrali termoelettriche di rifiuti e altri combustibili diversi dai combustibili fossili commerciali”*
24)	Deliberazione	11 febbraio	1998	n.	11/98	*“Ordine di trasmettere documenti e di fornire notizie sul caso Federconsumatori Puglia - Azienda municipalizzata gas di Bari”*
25)	Deliberazione	11 marzo	1998	n.	15/98	*“Convocazione di audizioni periodiche e speciali”*
26)	Deliberazione	11 marzo	1998	n.	16/98	*“Verifica di congruità dei parametri per la determinazione dell'onere termico per il primo semestre 1997”*

27)	Deliberazione	11 marzo	1998	n.	18/98	*"Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d), della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa (Vetreria Ballarini)"*
28)	Deliberazione	11 marzo	1998	n.	21/98	*"Verifica del rispetto degli standard di qualità indicati dalle carte dei servizi dei soggetti esercenti per l'anno 1997"*
29)	Deliberazione	18 marzo	1998	n.	27/98	*"Avvio di istruttoria formale sul caso comuni di Albignasego e Rubano verso Sag Spa"*
30)	Deliberazione	2 aprile	1998	n.	33/98	*"Programma di attività di controllo tecnico ai sensi dell'art. 2, comma 22 della legge n. 481/95"*
31)	Deliberazione	23 aprile	1998	n.	40/98	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (servizio gas)"*
32)	Deliberazione	23 aprile	1998	n.	41/98	*"Modifica del criterio di adeguamento periodico delle tariffe dei gas provenienti da metano e distribuiti a mezzo rete urbana di cui al provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi del 14 novembre 1991, n. 25"*
33)	Deliberazione	23 aprile	1998	n.	42/98	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti ai sensi dell'articolo 3, comma 2 della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
34)	Deliberazione	23 aprile	1998	n.	44/98	*"Rendiconto della gestione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 11 novembre 1996 - 31 dicembre 1997"*
35)	Deliberazione	13 maggio	1998	n.	46/98	*"Rettifica di errori materiali nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 23 aprile 1998, n. 41/98"*
36)	Deliberazione	21 maggio	1998	n.	47/98	*"Disposizioni urgenti sulla Cassa conguaglio per il settore elettrico"*
37)	Deliberazione	21 maggio	1998	n.	49/98	*"Avvio di istruttoria conoscitiva su contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica ad utenti con elevati consumi"*
38)	Deliberazione	3 giugno	1998	n.	54/98	*"Adozione di provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 3 del decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994 nei confronti di SAG Adriatica Gas Spa"*
39)	Deliberazione	12 giugno	1998	n.	58/98	*"Verifica di congruità dei criteri adottati per determinare i rimborsi degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura e determinazione di oneri ammessi a reintegrazione"*
40)	Deliberazione	24 giugno	1998	n.	61/98	*"Avvio del procedimento per la formazione del provvedimento di aggiornamento di cui all'articolo 20, comma 1, e all'articolo 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9"*
41)	Deliberazione	10 luglio	1998	n.	80/98	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimento ai fini della separazione contabile e amministrativa da parte dei soggetti esercenti il servizio nel settore del gas"*
42)	Deliberazione	10 luglio	1998	n.	81/98	*"Avvio di istruttoria formale sul caso Federconsumatori Puglia verso Azienda Municipalizzata del Gas (AM.GAS) di Bari"*
43)	Deliberazione	21 luglio	1998	n.	88/98	*"Determinazioni di cui all'art. 6, comma 13, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 per l'impianto di Riva di Tures dell'azienda elettrica del comune di Campo Tures"*
44)	Deliberazione	29 luglio	1998	n.	91/98	*"Avvio di procedimento per l'adozione di un provvedimento ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
45)	Deliberazione	3 settembre	1998	n.	105/98	*"Avvio di istruttoria formale sul caso Cogen Seabo verso Enel Spa"*
46)	Deliberazione	3 settembre	1998	n.	106/98	*"Avvio di istruttoria formale sul caso Società consortile Agac verso Enel Spa"*
47)	Deliberazione	3 settembre	1998	n.	111/98	*"Modificazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 luglio 1998, n. 81/98 con riferimento ai termini per la presentazione di memorie scritte e per la conclusione dell'istruttoria Federconsumatori Puglia verso Azienda Municipalizzata del Gas (AM.GAS) di Bari"*
48)	Deliberazione	9 settembre	1998	n.	116/98	*"Avvio di procedimento per la formazione di provvedimento di cui all'art. 2, comma 12, lettere h) ed l) della legge 14 novembre 1995, n. 481 in tema di trasparenza dei documento di fatturazione dei consumi di gas distribuito attraverso rete urbana"*
49)	Deliberazione	23 settembre	1998	n.	120/98	*"Direttiva concernente l'erogazione del servizio elettrico ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge 14 novembre 1995, n. 481"*
50)	Deliberazione	23 settembre	1998	n.	121/98	*"Diffida dall'adozione di comportamenti in contrasto con gli obblighi relativi al ritiro delle eccedenze di energia elettrica"*

51)	Deliberazione	23 settembre	1998	n.	122/98	*“Avvio di istruttoria formale sul caso Hofer - Delucca Srl verso Enel Spa”*
52)	Deliberazione	7 ottobre	1998	n.	126/98	*“Disciplina delle modalità per la determinazione e la liquidazione dei contributi spettanti alle imprese produttrici-distributrici di energia elettrica a norma dell'art. 6, comma 6.11, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97”*
53)	Deliberazione	21 ottobre	1998	n.	127/98	*“Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas da trasmettere al Governo per l'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”*
54)	Deliberazione	21 ottobre	1998	n.	129/98	*“Determinazioni di cui all'art. 6, comma 13, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97 per la centrale Tamarete dell'azienda elettrica Odoardo Zecca Srl”*
55)	Deliberazione	21 ottobre	1998	n.	130/98	*“Adozione di raccomandazione nei confronti dell'Azienda Municipalizzata del Gas (AM.GAS) di Bari e provvedimento di proroga dei termini di chiusura dell'istruttoria Federconsumatori Puglia verso Azienda Municipalizzata del Gas (AM.GAS) di Bari”*
56)	Deliberazione	4 novembre	1998	n.	134/98	*“Applicazione di tariffe speciali per la fornitura di energia elettrica all'utenza, ospitata nei moduli "container" temporanei predisposti dal Dipartimento della protezione civile, colpita dagli eventi sismici verificatesi nelle regioni Marche e Umbria dopo il 26 settembre 1997”*
57)	Deliberazione	4 novembre	1998	n.	138/98	*“Avvio di istruttoria formale sui casi Consorzio Bardonetto e società consortile C.EN.T.O”*
58)	Deliberazione	24 novembre	1998	n.	150/98	*“Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso Cogen-Seabo Spa”*
59)	Deliberazione	24 novembre	1998	n.	151/98	*“Adozione di provvedimento ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge n. 481/95 nei confronti di Enel Spa: caso Agac”*
60)	Deliberazione	11 dicembre	1998	n.	152/98	*“Osservazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo e al Parlamento in merito all'articolo 8, commi 13 e 14, del disegno di legge A.S. n. 3662 concernente misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo”*
61)	Deliberazione	18 dicembre	1998	n.	154/98	*“Avvio di procedimento per la formazione di provvedimento di cui all'articolo 2, comma 12, lettere g) e h) della legge 14 novembre 1995, n. 481 in tema di qualità del servizio del gas”*
62)	Deliberazione	18 dicembre	1998	n.	155/98	*“Modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 ottobre 1998, n. 130/98 con riferimento al termine di chiusura del procedimento avviato nei confronti dell'Azienda Municipalizzata del gas (AM.GAS) di Bari”*
63)	Deliberazione	22 dicembre	1998	n.	162/98	*“Definizione dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW”*
64)	Deliberazione	29 dicembre	1998	n.	167/98	*“Approvazione del bilancio di previsione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 1999 - 31 dicembre 1999”*

10A01390

ITALO ORMANNI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G003021/1) Roma, 2010 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

- **— presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**
- **— presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sul sito www.ipzs.it, al collegamento rete di vendita (situato sul lato destro della pagina).**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2010 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€ **438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€ **239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€ **309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€ **167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€ **819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€ **431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€ **682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€ **357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla ***Gazzetta Ufficiale*** - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2010.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI

(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

PARTE I - 5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€ **295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,20)	- semestrale	€ **162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€ **85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€ **53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo € **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% € **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione) € 18,00
I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI

Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.

€ 16,00